

**Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto**



**Avaliação do sistema tarifário português na  
perspetiva de incentivo à eficiência energética**

Paulo Adelino Pesqueira Lopes da Rocha

Dissertação realizada no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia  
Eletrotécnica e de Computadores  
Major Energia

Orientador: Professor Doutor José Nuno Moura Marques Fidalgo

2012



# Resumo

Eletricidade, biomassa, carvão, GPL, gás natural, solar térmico, produtos de petróleo, são fontes de energia. A fatia maior é do petróleo (51,9%), seguindo-se a energia elétrica (24,2%) e o gás natural (8,2%) [1]. Mas ao contrário das demais, e salvo raras exceções, o consumo de eletricidade tem aumentado de forma consistente na última década [2]. Esta subida deve-se principalmente à gradual dependência da maioria dos equipamentos utilizados nas diferentes habitações, do aumento do conforto e do crescente número de equipamentos elétricos utilizados em cada lar. A par deste crescimento, a última década testemunhou também outras mudanças estruturais no sistema, tais como a abertura do mercado de eletricidade e a alteração do sistema tarifário. Devido ao gradual aumento do consumo por parte dos consumidores, tem-se assistido a uma maior preocupação ambiental, o que tem levado, por um lado, a um crescimento significativo na produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis e, por outro lado, a preocupações com eficiência e poupança energética.

A criação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) foi, ao mesmo tempo, um marco importante na estrutura de comercialização de energia elétrica, alterando os mecanismos de interação do mercado.

Devido à criação do MIBEL e à forte subida da produção em regime especial (PRE), assistiu-se a uma alteração da estrutura tarifária, aumentando assim, os subsídios pagos às entidades produtoras. Esses subsídios geram, por um lado, um maior encargo na fatura final do consumidor e por outro lado, um aumento no défice tarifário. Este aumento prende-se com o facto de, em determinada fase, ter havido um congelamento de preços da energia e, posteriormente, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) decidir não aumentar as tarifas bruscamente, preferindo um aumento gradual, ano após ano. Tudo somado, o consumidor final vê-se obrigado a acarretar com uma parcela substancial desses custos. Nestas circunstâncias, faria sentido promover o incentivo à poupança, com o objetivo de permitir simultaneamente a diminuição do encargo com a energia elétrica e a diminuição do consumo.

Esta dissertação tem como objetivos basilares, o estudo do sistema tarifário nacional, com o intuito de perceber até que ponto está desenhado como forma de incentivo à eficiência energética. Adicionalmente, criam-se vários cenários, demonstrando possíveis alternativas na construção do

sistema tarifário nacional, tentando assim, um cenário mais justo e congruente para com todos os intervenientes do sistema.

Palavras-chave: Tarifário português, consumidor BTN, eficiência energética, eletricidade, sistema elétrico nacional.







# Abstract

*Electricity, biomass, coal, GPL, natural gas, solar thermal, petroleum goods, these are all sources of energy. The biggest part of energy belongs to the petroleum (51, 9%), following by electric energy (24, 2%) and natural gas (8, 2%) [1]. Unlike the others sources and with few exceptions, the consumption of electricity, in the last decade, has increased consistently [2]. This is caused by increase of the electric dependence, the rising of the indexes and the constant step up number of equipment that exist in each home. Alongside, the last decade also witnessed other structural changes in the system, such as opening of the electricity market and the modifications in the tariff system. Due to the gradual increase in consumption by consumers, there has been a greater environmental concern, which has led to significant growth of the production of energy from renewable sources and, on the other hand, the concerns with efficiency and energy savings.*

*The creation of Iberian Electricity Market (MIBEL) was, at the same time, an important goal in the marketing structure of electrical energy, altering the market interaction mechanisms. By reason of establishment of the MIBEL and the solid rising of the production of energy from renewable sources (PRE), there was a change in the tariff structure, thus increasing the subsidies paid to production entities. These benefits lead, on the one hand, to a greater burden on the final bill of the consumers, and on the other hand, an increase of the tariff deficit. This enhancement is related to the fact that the Energy Services Regulatory Authority (ERSE) decided not to the tariffs severely, preferring a gradual increase yearly. As a result, the final consumer supports a substantial portion on of these costs, making the energetic efficiency incentive minimum. In these circumstances, it would be advisable to promote incentives for savings, with the goal of enabling the simultaneous decrease of the cost of electric energy and the decrease in consumption.*

*The main objectives of this essay are to study of the national tariff system in order to understand if it is indeed designed as an incentive to the energy efficiency. Additionally, it creates various scenarios showing possible alternatives in the creation of the national tariff system, trying thus, a more consistent and fair tariff system to all players in the system.*

*Keywords: Portuguese consumer Tariff, BTN, energy efficiency, electricity, the national electric system.*

# Agradecimentos

São muitas as pessoas a quem quero agradecer pelo apoio que me deram na elaboração deste trabalho. Pessoas essas importantíssimas na execução desta dissertação, contribuindo de forma fundamental para a conclusão da mesma.

Desde já, quero agradecer aos meus pais, irmã e restante família pelo amor e apoio incondicionais que me deram na conceção desta dissertação, ajudando-me nas fases menos boas que foram surgindo ao longo do caminho.

Do mesmo modo agradeço do fundo do coração ao Professor José Nuno Moura Marques Fidalgo pela ajuda, paciência e disponibilidade constantes. Foi uma importante ajuda tanto nos conselhos transmitidos, como nas críticas sempre construtivas que me fornecia, no intuito de uma melhoria constante.

Agradeço a todos os meus amigos, o companheirismo e apoio dados nesta diferente fase da minha vida. Foram uma componente importante não pelo contributo técnico dado, mas pela compreensão e força dadas em momentos de maior desânimo.

Estarei grato por toda a minha vida a todos os professores, funcionários e colegas, que fizeram parte da minha vida universitária, dando um forte contributo à minha rápida adaptação e fazendo com que estes anos ficassem para sempre guardados no meu coração.



# Índice

<b>Capítulo 1 .....</b>	<b>1</b>
<b>Caraterização do Sistema Elétrico Nacional .....</b>	<b>1</b>
Introdução.....	1
1.1 - Sistema Elétrico Nacional .....	3
1.1.1 - Produção.....	3
1.1.2 - Transporte .....	5
1.1.3 - Distribuição.....	5
1.1.4 - Comercialização .....	6
1.1.5 - Consumo .....	7
1.2 - Mercado Ibérico de Eletricidade.....	9
1.3 - Formação dos Preços da Energia Elétrica nos Mercados Grossistas .....	11
1.3.1 - Caraterização da Curva da Oferta.....	13
1.3.2 - Caraterização da Curva da Procura .....	13
1.3.3. Caraterização Preço de Equilíbrio do Mercado .....	13
1.4 - Sistema tarifário português .....	14
1.4.2 - Sub-Tarifa de Comercialização .....	16
1.4.3 - Sub-Tarifa de Uso da Rede de Transporte .....	17
1.4.4 - Sub-Tarifa de Uso da Rede de Distribuição .....	18
1.4.5 - Sub-Tarifa de Uso Global do Sistema .....	19
1.4.6 - Distribuição dos Custos pelos Vários Escalões.....	22
1.5 - Caracterização da Procura de Energia Elétrica .....	24
1.6 - Custos de Produção .....	29
1.6.1 - Energia Eólica.....	29
1.6.2 - Energia Solar Fotovoltaica.....	31
1.6.3 - Mini-hídricas.....	32
1.6.4 - Grandes hídricas.....	33
1.6.5 - Central Térmica a Carvão.....	35
1.6.6 - Térmica a Gás Natural.....	36
1.6.7 - Central Térmica a Biomassa.....	38
1.7 - Análise dos Planos Futuros Previstos no Setor Elétrico Nacional .....	41
1.7.1 - Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética.....	41

1.7.2 - Estratégia Nacional de Energia para 2020 e Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis .....	42
1.8 - Tarifas Elétricas Internacionais.....	48
<b>Capítulo 2 .....</b>	<b>53</b>
<b>Análise das Tarifas do Sistema Elétrico Nacional e Estudo de Alternativas.....</b>	<b>53</b>
2.1 - Análise das Tarifas do Sistema Elétrico Nacional.....	53
2.1.1 - Análise do Consumo e da Fatura de Cada Tipo de Consumidor .....	53
2.1.2 - Análise das 5 Sub-tarifas Constituintes da Fatura Final de Eletricidade .....	59
2.2 - Análise da Sub-tarifa Uso Global do Sistema .....	64
2.2.1 - Sobrecusto PRE .....	65
2.2.2 - CAE (Contrato de Aquisição de Energia) .....	67
2.2.3 - CMEC (Custos de Manutenção do Equilíbrio Contractual) .....	68
2.2.4 - Mecanismo de Garantia de Potência.....	69
2.2.5 - Peso dos Subsídios à Produção .....	69
2.3 - Impacto da Sub-tarifa Uso Global do Sistema.....	71
2.3.1 - Efeito do Corte dos Benefícios à Produção .....	77
2.4 - Estudo de Alternativas Tarifárias.....	81
2.4.1 - Caso de Estudo n.º 1 .....	83
2.4.2 - Caso de Estudo n.º 2.....	84
2.4.3 - Caso de Estudo N.º 3.....	85
2.5 - Elasticidade dos Consumidores .....	87
2.5.1 - Ensaio N.º 1.....	89
2.5.2 - Ensaio N.º 2.....	91
2.5.3 - Ensaio N.º 3.....	91
2.5.4 - Ensaio N.º 4.....	92
2.5.5 - Evolução do Consumo em Função do Coeficiente de Elasticidade .....	93
<b>Capítulo 3 .....</b>	<b>95</b>
Considerações Finais .....	95
3.1 - Conclusões .....	95
3.2 - Desenvolvimentos Futuros .....	99
<b>Referências .....</b>	<b>100</b>
<b>Anexo I - Fatura de Eletricidade de um Consumidor de Baixa Tensão Normal.....</b>	<b>103</b>
<b>Anexo II - Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços a Aplicar pelo Comercializador de Último Recurso em 2010 .....</b>	<b>104</b>
<b>Anexo III - Preço das Tarifas por Atividade para o Ano de 2010.....</b>	<b>105</b>
<b>Anexo IV - Decretos-Lei.....</b>	<b>108</b>



## Lista de figuras

Figura 1-1 - Cadeia de valor do sector elétrico nacional .....	3
Figura 1-2 - Evolução do número de clientes no Mercado liberalizado .....	7
Figura 1-3 - Peso do Mercado Liberalizado por segmento (consumo) .....	8
Figura 1-4 - Esquema da integração do MIBEL no SEN.....	10
Figura 1-5 - Preço do Mercado diário na hora 5 - 02/04/2009 [11] .....	11
Figura 1-6 - Preço do Mercado diário na hora 4 - 02/04/2009 em Espanha [11] .....	12
Figura 1-7 - Preço do Mercado diário na hora 4 - 02/04/2009 em Portugal [11] .....	12
Figura 1-8 - Decomposição da tarifa de venda a clientes finais.....	14
Figura 1-9 - Evolução das tarifas de venda a clientes finais .....	15
Figura 1-10 - Aditividade tarifária. Tarifas de Venda a Clientes Finais [4].....	15
Figura 1-11 - Consumo total entre o ano de 2007 e o ano de 2010 .....	24
Figura 1-12 - Balanço do sistema electroprodutor .....	25
Figura 1-13 - Peso da cada componente do sistema electroprodutor .....	26
Figura 1-14 - Número de consumidores e consumos.....	26
Figura 1-15 - Percentagem de consumidores BTN, por potência contratada.....	28
Figura 1-16 - Parque eólico de Sines com uma potência instalada de 1800 MW [23].....	30
Figura 1-17 - Evolução da produção eólica.....	30
Figura 1-18 - Central solar fotovoltaica de Serpa com uma potência instalada de 11 MW [24] .....	31
Figura 1-19 - Evolução da produção solar fotovoltaica .....	32
Figura 1-20 - Mini-hídrica de Abrantes [25] .....	33
Figura 1-21 - Central hidroelétrica de Castelo do Bode com uma potência instalada de 159 MW [27] .....	34

Figura 1-22 - Evolução da produção hídrica bruta (Grandes e mini hídricas) .....	34
Figura 1-23 - Central Térmica a Carvão do Pego com uma potência instalada de 584 MW [29] .....	35
Figura 1-24 - Evolução da produção térmica a carvão .....	36
Figura 1-25 - Central térmica a Gás Natural do Ribatejo com uma potência instalada de 1.176 MW [32] .....	37
Figura 1-26 - Evolução da produção térmica a gás natural .....	37
Figura 1-27 - Central Térmica a Biomassa .....	39
Figura 1-28 - Evolução da produção térmica a biomassa .....	39
Figura 1-29 - Posição relativa de Portugal em relação à intensidade energética .....	41
Figura 1-30 - Impacto das medidas do PNAEE no consumo de energia para 2015 .....	42
Figura 1-31 - Entidades exploradores da energia eólica em Portugal .....	46
Figura 1-32 - Tarifas de eletricidade para clientes finais domésticos em 2010 [34] .....	48
Figura 1-33 - Percentagem de produção de energia renováveis no total de produção de cada país em 2009 [34] .....	49
Figura 1-34 - <i>Mix</i> de produção de eletricidade por sistema electroprodutor (2008) [18] .....	49
Figura 1-35 - Saldo Importador dos países da união europeia [34] .....	50
Figura 1-36 - Autonomia energética da União Europeia [18] .....	50
Figura 1-37 - Evolução da dependência energética de Portugal .....	51
Figura 2-1 - Percentagem da variação da fatura total, para cada tipo de consumidor, com 3,45kVA de potência instalada .....	56
Figura 2-2 - Percentagem da variação da fatura total, para cada tipo de consumidor, com 6,9kVA de potência instalada .....	57
Figura 2-3 - Percentagem da variação da fatura total, para cada tipo de consumidor, com 20,7kVA de potência instalada .....	57
Figura 2-4 - Percentagem de cada uma das sub-tarifas na fatura final .....	63
Figura 2-5 - Custo total com a aquisição a produtores em regime especial .....	64
Figura 2-6 - Evolução do sobrecusto PRE, comparado com o custo médio de compra do CUR [37] ...	66
Figura 2-7 - Preços médio final e previsto de compra de energia .....	66
Figura 2-8 - Preço de compra de energia aos PRE e no mercado regulado .....	67
Figura 2-9 - Custos de interesse económico geral desde 2000 .....	70
Figura 2-10 - Percentagem das parcelas constituintes da sub-tarifa UGS .....	75
Figura 2-11 - Comparação da fatura total, com e sem subsídios à produção, para uma potência contratada de 3,45 kVA .....	79

Figura 2-12 - Comparação da fatura total, com e sem subsídios à produção, para uma potência contratada de 6,9 kVA.....	79
Figura 2-13 - Comparação da fatura total, com e sem subsídios à produção, para uma potência contratada de 20,7 kVA .....	80
Figura 2-14 - Evolução da tarifa e dos consumos dos consumidores domésticos, entre 1008 e 2010 [15].....	89
Figura 2-15 - Evolução da tarifa de venda a clientes finais BTN e consumo per capita, entre 1998 e 2011, admitindo um coeficiente de elasticidade de 0,35 .....	90
Figura 2-16 - Evolução da tarifa de venda a clientes finais BTN e consumo per capita, entre 1998 e 2011, admitindo um coeficiente de elasticidade de 0,45 .....	91
Figura 2-17 - Evolução da tarifa de venda a clientes finais BTN e consumo per capita, entre 1998 e 2011, admitindo um coeficiente de elasticidade de 0,60 .....	92
Figura 2-18 - Evolução da tarifa de venda a clientes finais BTN e consumo per capita, entre 1998 e 2011, admitindo um coeficiente de elasticidade de 0,75 .....	92
Figura 2-19 - Comportamento dos consumidores em função do coeficiente de elasticidade .....	94
Figura 3-1 - Evolução dos custos de interesse económico geral desde 1999 .....	97
Figura 3-2 - Energia adquirida no mercado diário por parte do CUR .....	98



## Lista de tabelas

Tabela 1-1 - Contribuição anual para a satisfação do consumo .....	4
Tabela 1-2 - Valor da sub-tarifa de energia.....	16
Tabela 1-3 - Valor da sub-tarifa de comercialização .....	17
Tabela 1-4 - Preço da Sub-tarifa de transporte .....	18
Tabela 1-5 - Preço da sub-tarifa de Distribuição.....	19
Tabela 1-6 - Preço da sub-tarifa de Uso Global do Sistema.....	21
Tabela 1-7 - Peso sobre a sub-tarifa de Uso da Rede de Transporte relativamente ao nível de tensão .....	22
Tabela 1-8 - Peso sobre a sub-tarifa de Uso da Rede de Distribuição relativamente ao nível de tensão .....	22
Tabela 1-9 - Peso sobre a sub-tarifa de Uso Global do Sistema relativamente ao nível de tensão ...	23
Tabela 1-10 - Consumo total e principais indicadores do sistema electroprodutor.....	24
Tabela 1-11 - Número de consumidores e respetivo consumo em Baixa Tensão Normal .....	26
Tabela 1-12 - Número de consumidores, consumo e consumo <i>per capita</i> na BT, por distrito [16] ...	27
Tabela 1-13 - Custo de produção energia eólica .....	31
Tabela 1-14 - Custo de Produção energia solar fotovoltaica.....	32
Tabela 1-15 - Custo de produção de uma Mini-hídrica.....	33
Tabela 1-16 - Custo de produção de uma grande hídrica.....	35
Tabela 1-17 - Custo de produção de uma Central Térmica a Carvão.....	36
Tabela 1-18 - Custo de Produção de uma Central Térmica a Gás Natural .....	38
Tabela 1-19 - Custo de produção de uma Central Térmica a Biomassa .....	40
Tabela 1-20 - Novos aproveitamentos hidroelétricos conforme o PNBEPH [26] .....	44
Tabela 1-21 - Novos aproveitamentos hidroelétricos da EDP [34] .....	44

Tabela 1-22 - Reforço de potência nas barragens EDP [35] .....	45
Tabela 2-1 - Número de clientes e consumo anual por potência contratada .....	53
Tabela 2-2 - Consumo e fatura anual e mensal por potência contratada (BTN).....	54
Tabela 2-3 - Os diferentes tipos de consumidores.....	54
Tabela 2-4 - Os diferentes tipos de consumidores (Cont.) .....	55
Tabela 2-5 - Consumo para cada tipo de consumidor, relativamente à potência contratada (W/ano) .....	55
Tabela 2-6 - Fatura anual para cada tipo de consumidor, dependendo da sua potência contratada.....	56
Tabela 2-7 - Variação da relação consumo-fatura, par cada tipo de consumidor.....	58
Tabela 2-8 - Valor das 5 sub-tarifas e seus respetivos pesos na fatura total, para uma potência contratada de 3,45kVA (EUR/ano) .....	59
Tabela 2-9 - Valor das 5 sub-tarifas e seus respetivos pesos na fatura total, para uma potência contratada de 4,6kVA (EUR/ano).....	60
Tabela 2-10 - Valor das 5 sub-tarifas e seus respetivos pesos na fatura total, para uma potência contratada de 5,75kVA (EUR/ano) .....	60
Tabela 2-11 - Valor das 5 sub-tarifas e seus respetivos pesos na fatura total, para uma potência contratada de 6,9kVA (EUR/ano).....	61
Tabela 2-12 - Valor das 5 sub-tarifas e seus respetivos pesos na fatura total, para uma potência contratada de 10,35kVA (EUR/ano).....	61
Tabela 2-13 - Valor das 5 sub-tarifas e seus respetivos pesos na fatura total, para uma potência contratada de 13,8kVA (EUR/ano) .....	62
Tabela 2-14 - Valor das 5 sub-tarifas e seus respetivos pesos na fatura total, para uma potência contratada de 17,25kVA (EUR/ano).....	62
Tabela 2-15 - Valor das 5 sub-tarifas e seus respetivos pesos na fatura total, para uma potência contratada de 20,7kVA (EUR/ano) .....	63
Tabela 2-16 - Custo de energia por tipo de tecnologia e preço previsto pela ERSE .....	65
Tabela 2-17 - Valor do sobrecusto PRE (€/MWh) .....	67
Tabela 2-18 - Custos unitários de compra de energia aos produtores com CAE .....	68
Tabela 2-19 - Custo unitário de compra de energia elétrica aos produtores com CMEC.....	69
Tabela 2-20 - Peso dos sobrecustos PRE, CMEC e CAE na tarifa final .....	70
Tabela 2-21 - Sub-tarifa Uso Global do sistema, nos diferentes tipos de consumidores, com uma potência contratada de 3,45 kVA .....	71
Tabela 2-22 - Sub-tarifa Uso Global do sistema, nos diferentes tipos de consumidores, com uma potência contratada de 4,6 kVA .....	72

Tabela 2-23 - Sub-tarifa Uso Global do sistema, nos diferentes tipos de consumidores, com uma potência contratada de 5,75 kVA .....	72
Tabela 2-24 - Sub-tarifa Uso Global do sistema, nos diferentes tipos de consumidores, com uma potência contratada de 6,9 kVA.....	73
Tabela 2-25 - Sub-tarifa Uso Global do sistema, nos diferentes tipos de consumidores, com uma potência contratada de 10,35 kVA .....	73
Tabela 2-26 - Sub-tarifa Uso Global do sistema, nos diferentes tipos de consumidores, com uma potência contratada de 13,8 kVA .....	74
Tabela 2-27 - Sub-tarifa Uso Global do sistema, nos diferentes tipos de consumidores, com uma potência contratada de 17,25 kVA .....	74
Tabela 2-28 - Sub-tarifa Uso Global do sistema, nos diferentes tipos de consumidores, com uma potência contratada de 20,7 kVA .....	75
Tabela 2-29 - Percentagem dos custos de política energética e CIEG .....	76
Tabela 2-30 - Comparação da parcela UGS-II com e sem subsídios à produção .....	77
Tabela 2-31 - Comparação da parcela UGS-II com e sem subsídios à produção (Cont.) .....	78
Tabela 2-32 - Consumo anual e número de clientes.....	82
Tabela 2-33 - Percentagens e valores das sub-tarifas do consumidor final de BTN.....	83
Tabela 2-34 - Valor das sub-tarifas, em relação ao consumidor médio, por potência contratada ....	83
Tabela 2-35 - Percentagens e valores das sub-tarifas do consumidor final de BTN (caso de estudo n.º 1) .....	83
Tabela 2-36 - Tabela 2 19 - Valor das sub-tarifas, em relação ao consumidor médio, por potência contratada (caso de estudo n.º 1).....	84
Tabela 2-37 - Percentagens e valores das sub-tarifas do consumidor final de BTN (caso de estudo n.º 2) .....	84
Tabela 2-38 - Valor das sub-tarifas, em relação ao consumidor médio, por potência contratada (caso de estudo n.º2).....	85
Tabela 2-39 - Percentagens e valores das sub-tarifas do consumidor final de BTN (caso de estudo n.º 3) .....	85
Tabela 2-40 - Valor das sub-tarifas, em relação ao consumidor médio, por potência contratada (caso de estudo n.º 3) .....	86
Tabela 2-41 - Evolução do consumo <i>per capita</i> entre 1998 e 2010 .....	88
Tabela 2-42 - Evolução da tarifa de baixa tensão normal entre 1998 e 2010.....	88
Tabela 2-43 - Correspondência do coeficiente de elasticidade em relação ao peso da sub-tarifa de energia .....	93
Tabela 3-1 - Custos de produção de cada tecnologia .....	97





# Abreviaturas e Símbolos

AT - Alta Tensão

BTE - Baixa Tensão Especial

BTN - Baixa Tensão Normal

CAE - Contratos de Aquisição de Energia

CIEG - Custos de Interesse Económico e Geral

CMEC - Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual

CUR - Comercializador de Último Recurso

DGGE - Direção Geral de Geologia e Energia

EDP - Energias de Portugal

ENE - Estratégia Nacional de Energia

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

EUROSTAT - Statistics on the European Union

MAT - Muito Alta Tensão

MIBEL - Mercado Ibérico de Eletricidade

ML - Mercado Liberalizado

MT - Média Tensão

OMIP - Bolsa de Derivados do Mercado Ibérico de Eletricidade

PIB - Produto Interno Bruto

PNAEE - Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética

PNAER - Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis

PNEPH - Plano Nacional de Barragens com Elevado Potência Hidroelétrico

PRE - Produção em Regime Especial

PRO - Produção em Regime Ordinário

RAA - Região Autónoma dos Açores

RAM - Região Autónoma da Madeira

REN - Rede Elétrica Nacional

RND - Rede Nacional de Distribuição

RNT - Rede Nacional de Transporte

RT - Regulamento Tarifário

SEN - Sistema Elétrico Nacional

SEP - Sistema Elétrico Português

UE - União Europeia

UGS - Uso Global do Sistema

kW - Quilowatt

MW - Megawatt

GW - Gigawatt

kVA - Quilovolt-ampere

kWh - Quilowatt/hora

MWh - Megawatt/hora

GWh - Gigawatt/hora

# Capítulo 1

## Caraterização do Sistema Elétrico Nacional

### Introdução

Todas as atividades integrantes do Sistema Elétrico Nacional (SEN) têm como principal objetivo a disponibilização de energia elétrica aos consumidores. Os gestores do sistema comprometem-se a atuar com eficiência, qualidade e racionalidade em todos os meios utilizados. Devido ao seu constante crescimento e ao seu elevado grau de importância, as tarifas e preços pagos pelos consumidores finais têm uma atenção redobrada por parte das entidades envolvidas. Como entidade responsável pela definição dos preços e das tarifas das atividades reguladas, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), tem um papel fundamental no acompanhamento e supervisão de toda a atividade energética. O sistema tarifário e o método de cálculo das tarifas devem ser elaborados de forma transparente, mantendo o equilíbrio económico e financeiro das empresas reguladas, garantindo qualidade no fornecimento, protegendo sempre, o cliente final.

Com vista a um equilíbrio entre as entidades reguladas, o cálculo das tarifas é definido com base na aditividade dos proveitos permitidos a cada um dos intervenientes, num ambiente de transparência, garantindo assim, a inexistência de subsídios cruzados.

Nesta dissertação são analisadas as diferentes componentes do tarifário português de eletricidade e o seu papel na perspetiva do incentivo à eficiência energética. Neste sentido, também se especula sobre sistemas tarifários alternativos tendo em vista o incentivo à poupança de energia.

Este estudo incidirá sobretudo sobre os consumidores de Baixa Tensão Normal (BTN), uma vez que estes representam a grande maioria dos consumidores a nível nacional. A sua fatura de eletricidade está aparentemente dividida em apenas duas parcelas<sup>1</sup>: consumo (MWh) e potência contratada (kVA). Mas, verdadeiramente, essas duas parcelas, deveriam ser cinco (sub-tarifa de energia, sub-tarifa de comercialização, sub-tarifa de Uso da Rede de distribuição, sub-tarifa de Uso

---

<sup>1</sup> Ver Anexo I - Fatura de Eletricidade de um Consumidor de Baixa Tensão Normal.

da Rede de transporte e sub-tarifa de uso global do sistema). Portanto, torna-se relevante analisar o significado de cada uma destas componentes.

Nos últimos anos o consumidor vem enfrentando sucessivos aumentos na fatura final de eletricidade, muito por causa das recentes medidas de políticas energéticas, das constantes oscilações no preço do petróleo e das sucessivas medidas para combater o aumento do défice tarifário.

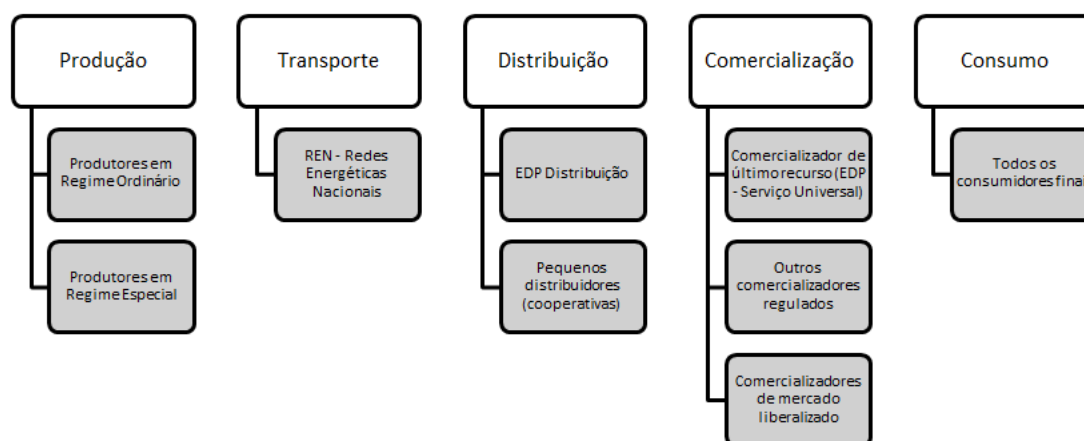
Em suma, analisando o consumo e a fatura final do consumidor doméstico, o presente trabalho tem como meta a exposição do tarifário português nas suas várias componentes e avaliar, como essa mesma estrutura, se encontra ou não adaptada a políticas de eficiência energética. Na perspetiva do incentivo à poupança, serão propostos outros protótipos tarifários com o propósito de permitir a análise e comparação de alternativas, particularmente dos seus efeitos em termos de estímulo à redução do consumo.

Esta dissertação encontra-se organizada da seguinte forma. No capítulo inicial realiza-se uma breve análise ao Sistema Elétrico Nacional (SEN), aclarando o seu funcionamento e os seus intervenientes, caraterizando o setor elétrico nacional, fazendo algumas comparações com os restantes países da União Europeia (UE). Analisam-se também os custos de produção das diferentes tecnologias de produção existentes no sistema electroprodutor nacional. Posteriormente estuda-se o comportamento do consumidor médio de baixa tensão normal, nas distintas potências contratadas. Com recurso a um simulador, avalia-se a eficiência do tarifário relativamente ao incentivo à eficiência energética. Em seguida, com base na caraterização da elasticidade do consumidor de energia elétrica, criam-se cenários experimentais, para a obtenção do “tarifário ideal”, em função do peso que se pretende atribuir ao incentivo à poupança energética.

Finalmente, o último capítulo é dedicado a sintetizar o trabalho e a relatar as principais conclusões.

## 1.1 - Sistema Elétrico Nacional

Em 1995 deu-se a primeira grande reestruturação do setor elétrico, estabelecendo-se a coexistência de um sistema elétrico de serviço público, orientado para uma lógica de mercado e a criação de um sistema elétrico independente [3]. Com base no DL<sup>2</sup> 264/2007, instaurou-se as principais regras e o funcionamento do SEN, assim como os princípios das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização.



**Figura 1-1 - Cadeia de valor do sector elétrico nacional**

Deste modo, como ilustra a Figura 1-1, a cadeia de valor do SEN é composta por cinco atividades: Produção, Transporte, Distribuição, Comercialização e Consumo [4].

### 1.1.1 - Produção

A produção de energia elétrica em Portugal está sujeita a licenciamento e desenrola-se num ambiente concorrencial, "A produção de eletricidade está inteiramente aberta à concorrência." [5]. A energia elétrica é produzida através de várias tecnologias e através de diferentes fontes de energia, tais como, petróleo, gás natural, carvão, água, vento, biomassa, solar e nuclear. Os produtores de energia elétrica têm a possibilidade de vender a eletricidade a clientes finais e aos comercializadores, mediante contratos bilaterais ou através dos mercados organizados.

O sector da produção está dividido em dois regimes diferentes:

**Produção em Regime Ordinário (PRO)** - Produção baseada em fontes não renováveis, bem como as grandes centrais hídricas.

<sup>2</sup> Ver Anexo IV - Decretos-Lei.

**Principais Produtores:**

- EDP Produção;
- Iberdrola;
- REN – REN Trading SA;
- Elecgás.

**Produção em Regime Especial (PRE)** – Produção baseada em fontes de carácter renovável (excluindo as grandes hídricas) e cogeração.

**Principais Produtores:**

- EDP Renováveis;
- Iberwind;
- Enercon;
- Generg;
- Eneop;
- Hydrocontracting.

Todos os centros electroprodutores entregam a energia produzida à rede de transporte, tendo esta última, a missão de fazer chegar a energia produzida às redes de distribuição, onde se encaminhará para os consumidores finais.

A produção em regime especial (PRE) tem prioridade em ser escoada, tendo-se verificado um aumento significativo desde 2004 na sua contribuição anual, para a satisfação do consumo e nas entregas anuais à rede [6].

**Tabela 1-1 - Contribuição anual para a satisfação do consumo**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PRE (%)	9,8	13,7	17,8	20,3	22,8	28,9	34,2	36

De todas as fontes renováveis PRE, os centros electroprodutores eólicos são os que maior fatia representam (50%), seguindo-se a cogeração (35%) e as hídricas PRE (5,6%) [7]. A abertura do mercado liberalizado concretizou-se, de uma forma faseada a partir de 1995 e numa primeira fase somente para os grandes consumidores industriais, sendo posteriormente alargado aos clientes de alta, média e baixa tensão. No ano de 2006<sup>3</sup>, quase 6 milhões de consumidores, já podiam eleger o seu fornecedor de energia elétrica.

<sup>3</sup> Antecipando a Diretiva 2003/54/CE, que estabelece que a partir de 1 de Julho de 2007, todos os consumidores poderão escolher o seu fornecedor de energia elétrica.

### 1.1.2 – Transporte

A eletricidade é transportada através da Rede Nacional de Transporte (RNT), em alta e muito alta tensão.

Em 2007, o Estado Português atribuiu à REN (Redes Energéticas Nacionais), a concessão da RNT, por 50 anos, em regime de exclusividade. Portanto, a REN é responsável pela operação e manutenção da RNT. Principalmente, tem como função adquirir energia elétrica aos centros electroprodutores para satisfazer o consumo do Sistema Elétrico Português (SEP), por intermédio de contratos bilaterais ou como agente na bolsa de eletricidade.

A RNT tem como propósito garantir que a energia elétrica possa ser transmitida sem quaisquer problemas entre os centros electroprodutores e as redes de distribuição. Existem alguns casos, mais precisamente, os grandes consumidores industriais, que estão diretamente ligados à rede de transporte por razões económicas e técnicas.

Portugal está ligado somente à vizinha Espanha, com a qual realiza transações de energia elétrica, através de vários pontos de conexão existentes ao longo do país, permitindo da mesma forma o funcionamento do MIBEL.

### 1.1.3 – Distribuição

A distribuição de energia elétrica é realizada em alta, média e baixa tensão, através da Rede Nacional de Distribuição (RND). As entidades concessionárias da RND exploram e asseguraram a manutenção da rede de distribuição, garantido qualidade de serviço, fiabilidade e segurança. Adicionalmente, asseguram o fluxo de eletricidade entre a rede de transporte e os comercializadores. As entidades concessionárias da RND estão expressamente proibidas de adquirir energia elétrica para posteriormente a comercializar.

Quase a totalidade da rede de distribuição e das redes municipais são exploradas pela EDP Distribuição. Sobrando uma pequena parcela, que é explorada por 10 pequenas cooperativas.

#### *Média e Alta Tensão:*

- EDP Distribuição.

#### *Baixa Tensão*

- EDP Distribuição;
- Pequenas cooperativas, casas do povo e juntas de freguesia.

### 1.1.4 – Comercialização

Tal como acontece na produção, também a comercialização de energia elétrica está ao dispor da livre concorrência. Por conseguinte, qualquer comercializador<sup>4</sup> tem o direito de comercializar eletricidade através das redes de transporte e distribuição. Assim sendo, são totalmente autónomas na compra e venda de eletricidade. Da mesma forma, os consumidores podem livremente escolher o seu comercializador sem quaisquer custos adicionais. Foi criado o comercializador de último recurso (CUR), com vista à proteção do consumidor, figura esta criada para garantir o fornecimento de eletricidade a todos os consumidores. Este comercializador, também conhecido como comercializador regulado, adquire obrigatoriamente toda a eletricidade produzida pelos PRE, comprando a restante energia elétrica que necessita para abastecimento dos seus consumidores, no mercado organizado.

Os comercializadores existentes em mercado liberalizado e em mercado regulado são os seguintes:

#### *Mercado Liberalizado:*

- EDP Comercial;
- Endesa Energia;
- Gasnatural Fenosa;
- Iberdrola;
- Galp Power;
- EGL;
- Fortia Energia.

#### *Mercado Regulado:*

- EDP Serviço Universal;
- Pequenas cooperativas, casas do povo e juntas de freguesia.

No mercado regulado e com a finalidade de garantir a entrega de energia elétrica aos consumidores, existe o comercializador de último recurso (CUR). Este comercializador está sujeito à prática de tarifas reguladas. Este papel é realizado pela EDP – Serviço Universal, S.A. e pelas 10 pequenas cooperativas que também exploram uma pequena parte da rede de distribuição.

---

<sup>4</sup> Efetuando o pagamento das respetivas tarifas de acesso, impostas pela ERSE.



### 1.1.5 – Consumo

Desde 4 de Setembro de 2006, com base no DL<sup>5</sup> 264/2007 a totalidade dos consumidores de energia elétrica têm a possibilidade de escolher o fornecedor da sua eletricidade. Com isto, a liberalização do setor já abrange um universo de 6 milhões de clientes [8].

Contudo, até 1 de Janeiro de 2013 continuará a existir uma tarifa regulada para os clientes de baixa tensão normal, extinguindo-se por completo a partir desta data.

Em termos totais, no final de Março de 2012 havia já cerca de meio milhão de clientes tinham optado pela mudança para o mercado livre. De referir que o mercado liberalizado (ML) tem vindo a crescer, sofrendo um maior crescimento no ano de 2012 [9].

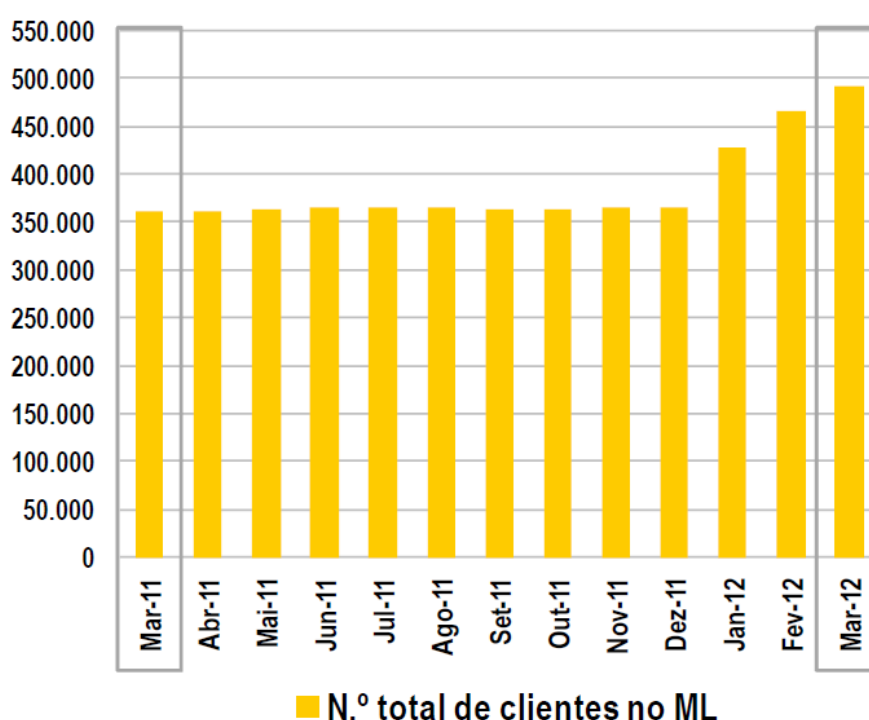


Figura 1-2 - Evolução do número de clientes no Mercado liberalizado

É importante referir que os clientes domésticos ainda não aderiram em massa ao mercado liberalizado, sendo a classe com menor penetração no mercado livre, com um consumo de 8% no total global deste segmento. Os grandes consumidores são os que têm maior peso no consumo total no mercado livre [9].

<sup>5</sup> Ver Anexo IX - Decretos-Lei.

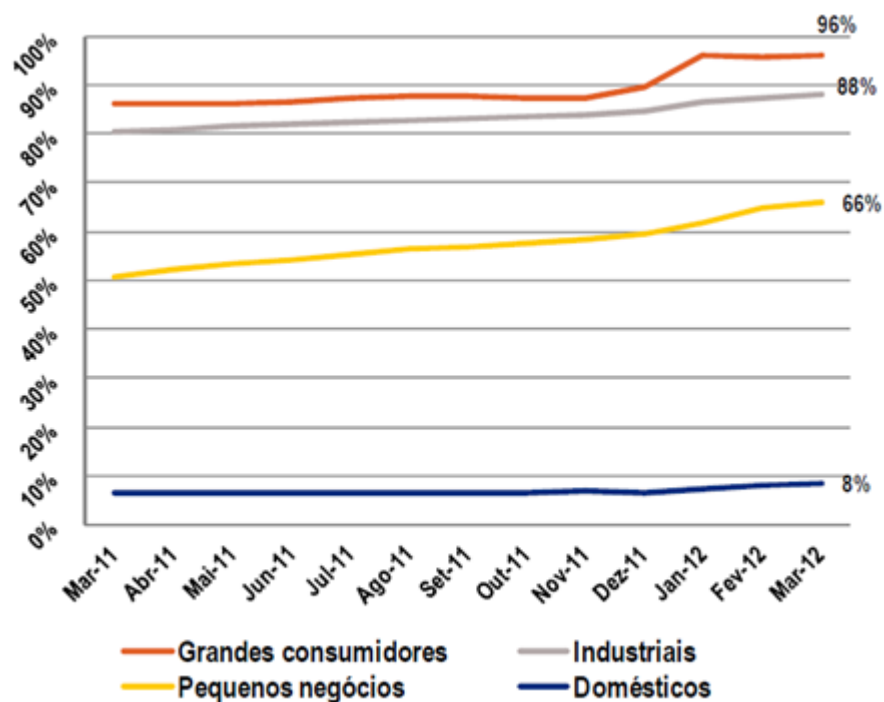


Figura 1-3 - Peso do Mercado Liberalizado por segmento (consumo)

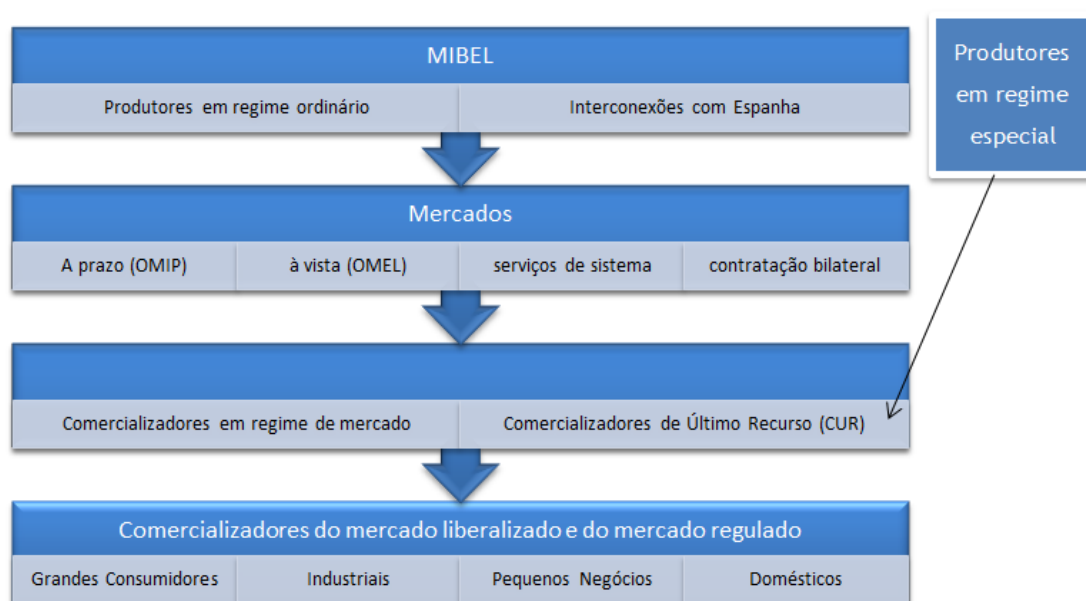
É interessante salientar que o número de clientes no ML vem crescendo, tendo-se verificado um aumento de 40% desde Janeiro de 2011. Foi atingido um novo máximo, em termos do consumo no mercado liberalizado, em Abril de 2012, com 53,6% do consumo total.

## 1.2 - Mercado Ibérico de Eletricidade

Foi acordado entre os governos de Portugal e Espanha a criação de um mercado ibérico de eletricidade. Foi a 1 de Julho de 2007, que arrancou em toda a sua dimensão, o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). Mas a liberalização do mercado começou bem mais cedo, no ano de 1995 com a abertura do mercado para os grandes consumidores industriais. A última etapa concretizou-se em 2006, com o alargamento do mercado liberalizado para a totalidade dos consumidores, abrangendo cerca de 6 milhões de clientes que passam a poder eleger o seu fornecedor de energia elétrica. Com este alargamento, foi possível a criação do MIBEL que tem como principais objetivos:

- *Beneficiar os consumidores de eletricidade dos dois países, através do processo de integração dos respetivos sistemas elétricos;*
- *Estruturar o funcionamento do mercado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, autofinanciamento e auto-organização;*
- *Favorecer o desenvolvimento do mercado de eletricidade de ambos os países, com a existência de uma metodologia única e integrada, para toda a península ibérica, de definição dos preços de referência;*
- *Permitir a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objetividade;*
- *Favorecer a eficiência económica das empresas do sector elétrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas [10].*

Para uma mais fácil compreensão, no esquema seguinte, mostra-se como o MIBEL se incorpora no sistema elétrico nacional.



**Figura 1-4 - Esquema da integração do MIBEL no SEN**

Como se verifica no esquema antecedente, a produção em regime especial não participa diretamente no MIBEL. Toda a sua produção é comprada diretamente pelo comercializador de último recurso (CUR), função esta desempenhada pela *EDP Serviço Universal*<sup>6</sup>. Portanto, o CUR somente comprará a parte restante das suas necessidades de energia elétrica no MIBEL.

Também é importante salientar que a produção em regime especial não entrará em conta na formação do preço da energia elétrica no MIBEL, ao contrário do que acontece em Espanha. Tem um papel indireto na procura de eletricidade por parte do CUR. Mas, se por um lado tem o mérito de reduzir apreciavelmente essa procura (-34% em 2010), fazendo com que o preço no *mercado spot (MIBEL)* seja mais baixo, por outro lado tem a obrigatoriedade de compra de energia elétrica aos PRE a um preço fixo. A diferença entre o preço da energia no mercado *spot* e o preço fixo de compra da energia aos PRE é chamado sobrecusto PRE. Este sobrecusto é pago por todos os consumidores finais de energia elétrica e é um dos fatores que mais contribui para o aumento do défice tarifário. Analisa-se com mais detalhe este sobrecusto na secção “2.2.1 - Sobrecusto PRE”.

---

<sup>6</sup> E por 10 pequenas cooperativas.

### 1.3 - Formação dos Preços da Energia Elétrica nos Mercados Grossistas

O valor do preço da energia elétrica é obtido, para cada hora do dia seguinte ao dia da negociação. O preço da energia elétrica para cada hora é formado pela interseção da disponibilidade de cada central (curva da oferta), com a procura para aquela mesma hora (curva da procura). Dessa interseção sai o preço do mercado (preço de encontro).

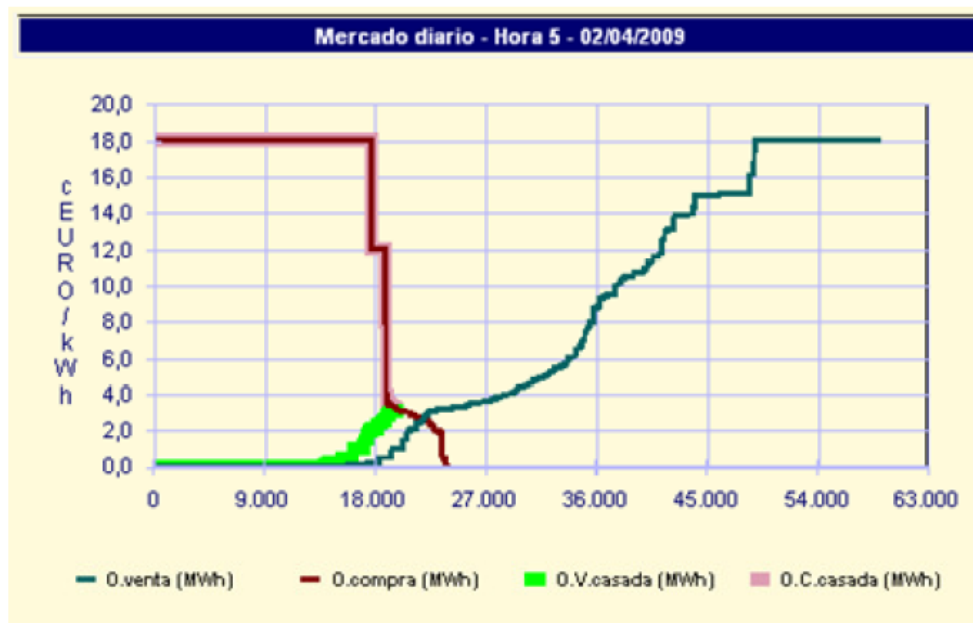


Figura 1-5 - Preço do Mercado diário na hora 5 - 02/04/2009 [11]

Analisando a figura anterior pode-se concluir que, só existiu um único preço para todo o universo MIBEL, no entanto, esta solução nem sempre é verificada. Se ao ponto de encontro, verificado naquela hora, corresponder uma utilização da interligação superior à sua capacidade, então está-se perante uma separação dos mercados. Portanto, a curva de oferta de Portugal e a curva de procura de Espanha vão aumentando em concordância à medida que aumenta o valor da capacidade de interligação. Quando a capacidade não é suficiente, os mercados separam-se resultando em pontos de encontro distintos. Esta separação de mercados, é demonstrada com mais detalhe nas figuras seguintes [12].

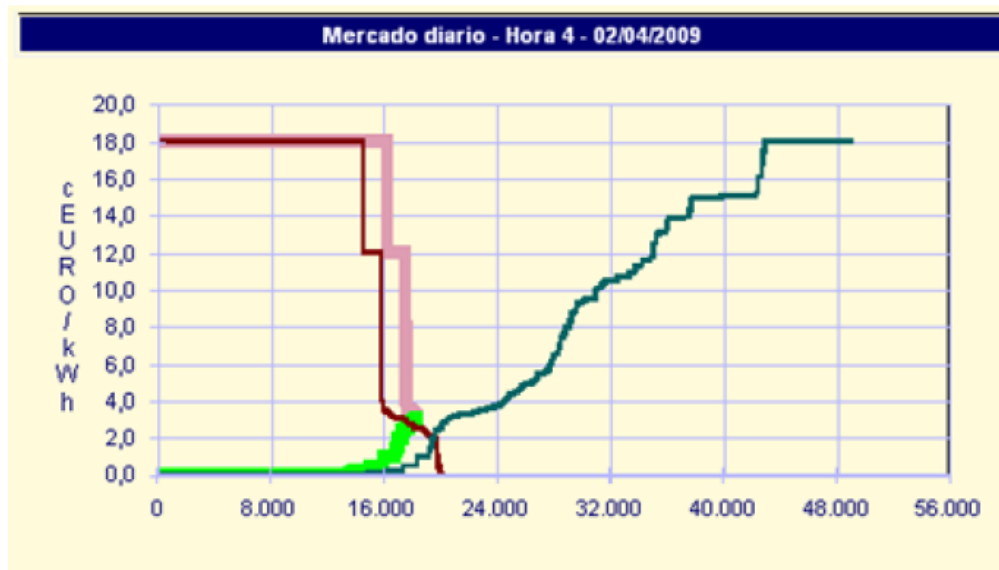


Figura 1-6 - Preço do Mercado diário na hora 4 - 02/04/2009 em Espanha [11]

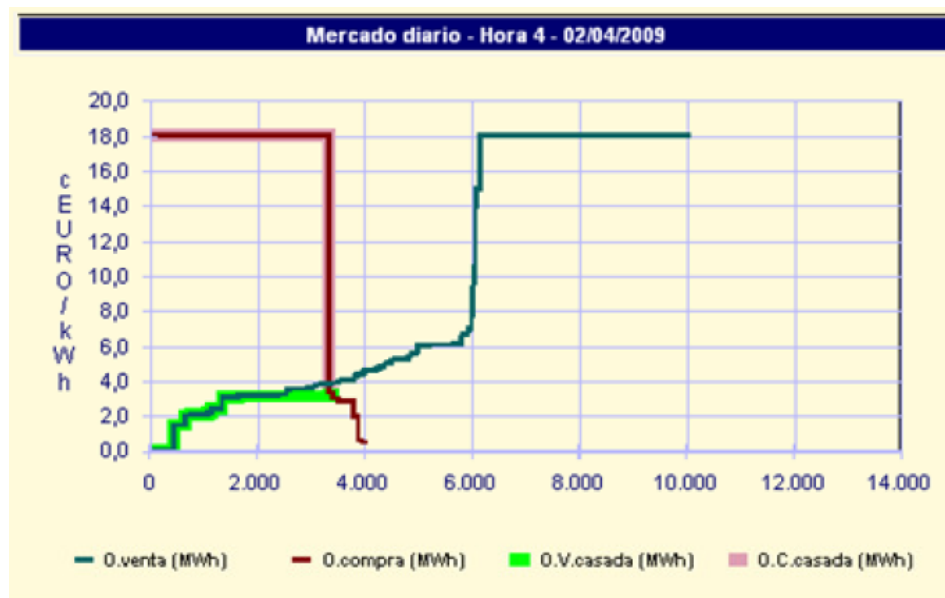


Figura 1-7 - Preço do Mercado diário na hora 4 - 02/04/2009 em Portugal [11]

Observa-se pela Figura 1-6 que existe uma zona, na parte baixa da curva de oferta (entre os 16000 MW e os 20000 MW), onde a potência corresponde à PRE e às centrais nucleares Espanholas, não presentes na curva na zona portuguesa. Esta situação implica que, principalmente nas horas de vazio, a tecnologia marginal em Espanha seja mais eficiente que a portuguesa, criando-se uma situação de exportação no sentido Espanha-Portugal, situação normal e contínua desde a abertura do MIBEL.

### 1.3.1 - Caracterização da Curva da Oferta

Os agentes vendedores apresentam as suas ofertas, para cada hora do dia seguinte, formando assim a curva de oferta do mercado para cada hora, ordenada por preço ascendente.

Na parte mais baixa da curva de oferta da zona espanhola surgem, as centrais nucleares e a produção em regime especial, pois têm custos de oportunidade bastante baixos. Em Portugal isto não acontece porque, os produtores em regime especial não têm participação no mercado de produção. Não obstante, toda a sua produção é vendida ao CUR, reduzindo assim a necessidade de procura no mercado.

Na parte alta da curva surgem, essencialmente, as centrais hídricas de albufeira, pois o seu custo de oportunidade é elevado em função do preço que esperam receber noutro momento no mercado ou em função da tecnologia substituída. As centrais hídricas de fio-de-água costumam aparecer na parte baixa da curva, por causa da sua incapacidade de armazenamento.

A parte média da curva é composta pelas centrais a gás natural de ciclo combinado e as centrais térmicas a carvão, consoante os seus rendimentos.

Finalmente na parte mais alta da curva surgem as centrais térmicas a fuelóleo, que no caso português, entram em ação nas épocas extremas do ano, quando a hidraulicidade é escassa.

### 1.3.2 - Caracterização da Curva da Procura

A curva da procura é composta pelas ofertas de aquisição, ordenadas de forma decrescente, surgindo na parte mais alta da curva o preço instrumental (180 €/MWh). Na zona alta da curva surge a procura correspondente aos fornecimentos regulados. Do mesmo modo mas nas zonas intermédia e baixa da curva, surge a procura correspondente às centrais hídricas com bombagem e aos comercializadores para os seus fornecimentos no mercado livre.

### 1.3.3. Caracterização Preço de Equilíbrio do Mercado

O preço de equilíbrio de mercado é fornecido através da intersecção da curva de oferta e da curva de procura para cada hora. Este valor corresponde ao preço da última central a entrar em ação para satisfazer a procura. Quando a PRE tem uma produção bastante significativa, o CUR terá uma procura menos intensa no mercado grossista, fazendo com que a última central a ser mobilizada tenha um custo mais baixo [13].

## 1.4 - Sistema tarifário português

O sistema tarifário tem como função, a promoção e a transparência da estrutura tarifária e dos proveitos permitidos às entidades reguladas do sector. O sistema tarifário, a sua estrutura, bem como os proveitos permitidos, estão publicados no Regulamento Tarifário (RT) [14].

Portanto, a ERSE preconiza a ausência de subsídios cruzados nas tarifas de venda ao cliente final, contribuindo assim, para uma estabilidade regulatória e para uma melhor eficiência do mercado. Estas tarifas são publicadas, por intermédio da ERSE, a 15 de Dezembro do ano anterior a que essas tarifas correspondem. Estes valores são baseados em estimativas de vários componentes tais como, o preço dos combustíveis, a previsão do consumo, a produção de eletricidade e as tarifas do MIBEL.

A Tarifa de Acesso às Redes é composta pela sub-tarifa de Uso da Rede de Distribuição, pela sub-tarifa de Uso da Rede de Transporte e pela sub-tarifa de Uso Global do sistema, pagas por todos os consumidores finais. As restantes tarifas são, a sub-tarifa de Energia e a sub-tarifa de Comercialização. Os clientes que optarem pelo mercado liberalizado, pagam como os restantes a Tarifa de Acesso às Redes, negociando as outras duas com o comercializador.



**Figura 1-8 - Decomposição da tarifa de venda a clientes finais**

No gráfico seguinte, apresenta-se a evolução das tarifas de venda a clientes finais por parte do CUR a preços constantes<sup>7</sup> [15].

<sup>7</sup> Quando a tarifa está calculada a **preços constantes**, o valor da tarifa de cada ano é avaliado ao preço de um determinado ano seleccionado como ano base, que neste caso é o ano de 1990.



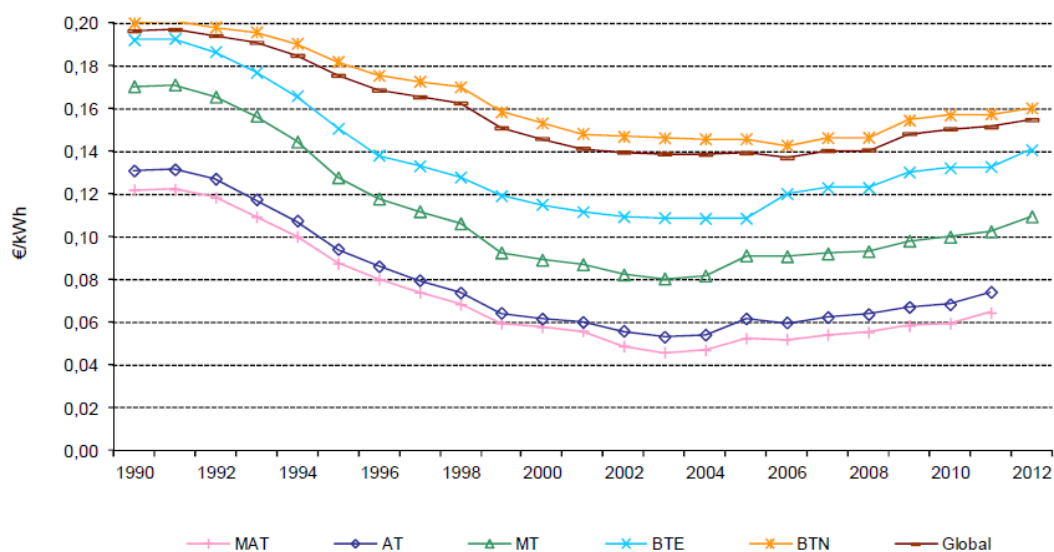


Figura 1-9 - Evolução das tarifas de venda a clientes finais

No cálculo das tarifas para cada ano, há sempre que considerar os custos e investimentos desenvolvidos nos dois anos anteriores, os custos estimados no ano transato e os custos previstos para o ano em questão. Valores e estimativas enviadas pelas empresas reguladas do Continente e das regiões autónomas, à entidade reguladora (ERSE).

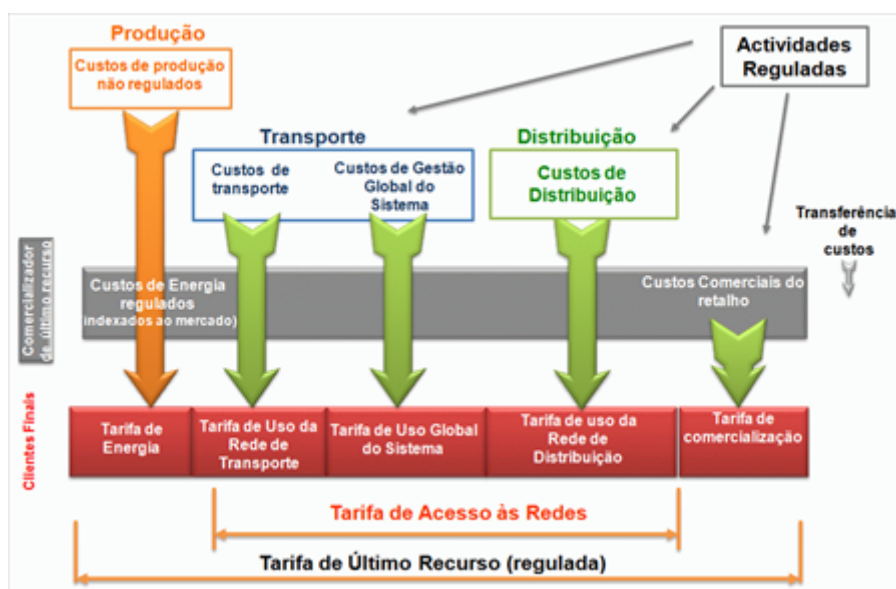


Figura 1-10 - Aditividade tarifária. Tarifas de Venda a Clientes Finais [4]

### 1.4.1 – Sub-Tarifa de Energia

É com base nesta sub-tarifa que se refletem os custos de aquisição de energia do CUR. Esta sub-tarifa é calculada com base em estudos elaborados pela REN, apoiada em simulações do sistema electroprodutor e fazendo uma análise dos preços da eletricidade no mercado grossista. São considerados os encargos das centrais conforme o DL<sup>8</sup> 199/2007 e, tendo em conta os custos de CO<sub>2</sub>. Com entrada em ação, a partir de 2007, do MIBEL, considera-se a existência de um só mercado (entre Portugal e Espanha).

Esta sub-tarifa é aplicada pelo CUR e paga por todos os consumidores finais de energia elétrica. Este valor está incluído na tarifa de Venda a Clientes Finais do CUR.

Esta sub-tarifa tem como principal função, remunerar o CUR devido aos custos e ajustes inerentes à sua atividade, tais como:

- Despesas na compra de energia elétrica nos mercados organizados, através de contratos bilaterais e nos leilões (exceto os sobrecustos);
- Custos de funcionamento;
- Ajustes dos últimos dois anos (t-2 e t-1).

Nos últimos 5 anos, o valor desta sub-tarifa tem oscilado constantemente, muito devido à variação dos preços dos combustíveis fósseis, a fatores climáticos (hidraulicidade e eolicidade), com a estrutura do sistema electroprodutor, do diagrama da procura, a integração dos mercados no MIBEL, a existência de mecanismos extra-mercado e o pagamento de custos de investimentos (garantia de potência, CMEC e CAE)<sup>9</sup>. A tabela seguinte apresenta o valor desta sub-tarifa, a partir de 2008.

**Tabela 1-2 - Valor da sub-tarifa de energia**

	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
<b>Sub-Tarifa Energia (€/kWh)</b>	0,05590	0,07900	0,05610	0,05340	0,06780

### 1.4.2 – Sub-Tarifa de Comercialização

A partir do ano de 2009, a sub-tarifa de comercialização, passou a ser constituída por dois fatores. Um termo de energia e um termo fixo. O termo de energia depende essencialmente da

<sup>8</sup> Ver Anexo IV - Decretos-Lei.

<sup>9</sup> Ver secção 2.2 - Análise da sub-tarifa Uso Global do Sistema.

energia ativa entregue nos pontos de medição, sendo o termo tarifário fixo dependente do número de clientes. Ambos os termos são obtidos com base nos custos médios de referência, que multiplicado tanto pelo número de clientes, quer pela energia, proporcione os proveitos permitidos. Adicionalmente, existem outros custos fixos, mas na qual não têm qualquer relação nem com o número de clientes, nem com a energia, como por exemplo, custos com funções de secretaria ou custos com sistemas informáticos.

Esta sub-tarifa é aplicada pelo CUR, pela concessionária do transporte e distribuição da RAA (Região Autónoma dos Açores) e da RAM (Região Autónoma da Madeira) e paga pelos clientes dos CUR em MAT, AT, MT, BTE e BTN. Está incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR.

Analogamente à sub-tarifa anterior, o valor da sub-tarifa de comercialização tem como principal objetivo a remuneração das entidades envolvidas, devido aos custos que estas suportam, tais como:

- Custos com planos de reestruturação de efetivos;
- Remuneração do diferencial entre prazos de pagamentos e de recebimentos;
- Ajustes dos dois últimos anos (t-2 e t-1).

Pode-se comprovar, com base na tabela seguinte, que o valor desta sub-tarifa ao longo destes últimos 5 anos tem-se mantido constante, não tendo sofrido nenhuma alteração substancial.

**Tabela 1-3 - Valor da sub-tarifa de comercialização**

	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>
<b>Sub-Tarifa Comercialização (€/kWh)</b>	0,0042	0,00504	0,00513	0,0043	0,0040

#### 1.4.3 – Sub-Tarifa de Uso da Rede de Transporte

A sub-tarifa de uso da rede de transporte é constituída por 4 termos diferentes. Um termo que vem associado à potência contratada e que tem como objetivo realçar os custos referentes aos troços das redes próximos dos pontos de entrega, sendo estes, condicionados pelo comportamento de um baixo número de clientes, ou até, em alguns casos, de somente um cliente. Outro dos termos desta sub-tarifa é a potência média em horas de ponta, que tem como objetivo realçar os diferentes custos dos troços mais centrais das redes. Os troços mais centrais das redes são utilizados por um grande número de clientes e, devido à reduzida sincronização das ocorrências dos picos, de 15 minutos de cada cliente, pode-se admitir que o comportamento individual de um cliente apenas condiciona o dimensionamento destes troços mais centrais proporcionalmente à sua

potência média, num período de tempo mais alargado coincidente com a ponta agregada da rede, e não através da sua potência de pico anual ou mesmo mensal. O seguinte termo é relacionado com a energia reativa fornecida (indutiva) e com a energia reativa recebida (capacitiva), não aplicável aos clientes BTN. Este termo tem como objetivo a diminuição dos custos globais do sistema, incentivando também, os consumidores a desativar os seus sistemas de compensação ao mesmo tempo que desligam os seus sistemas produtivos, evitando assim sobretensões nos períodos de vazio. O último termo está relacionado com o valor dos preços da energia ativa e tem como principal objetivo dar aos consumidores o esclarecimento dos custos dos investimentos efetuados nas redes, demonstrando uma redução de perdas.

Esta sub-tarifa é aplicada:

1. Pelo operador da rede de transporte (MAT e AT) e paga pelos operadores das redes de distribuição. Está incluída na tarifa de Venda do operador da rede de transporte.
2. Pelos operadores de rede de distribuição (MAT e AT) e pelas concessionárias do transporte e distribuição da RAA e da RAM (AT) e paga pelos consumidores em MAT, AT, MT e BT. Incluída nas tarifas de Acesso às Redes e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR.

O valor da sub-tarifa da rede de transporte têm como principal objetivo a remuneração das entidades envolvidas, devido aos custos que estas suportam, tais como:

- Custos de exploração e de capital;
- Custos de gestão dos planos de promoção do desempenho ambiental.

Tem-se verificado um preço constante nestes últimos 5 anos, com uma ligeira subida a partir do ano de 2010.

**Tabela 1-4 - Preço da Sub-tarifa de transporte**

	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>
<b>Sub-Tarifa Transporte (€/kWh)</b>	0,00325	0,0034	0,00434	0,00455	0,0048

#### 1.4.4 – Sub-Tarifa de Uso da Rede de Distribuição

Analogamente, a sub-tarifa de uso da rede de distribuição, é constituída pelos mesmos 4 termos da sub-tarifa de uso da rede de transporte. Os valores destes 4 termos são calculados a

partir de um fator multiplicativo aos seus custos incrementais, tendo um valor em AT e MT e outro em BT.

Esta sub-tarifa é aplicada

1. Pelos operadores das redes de distribuição em AT e MT e paga pelos clientes em AT, MT e BT.
2. Pelas concessionárias do transporte e distribuição das RAA e RAM em AT, MT e BT e paga pelos clientes em AT, MT e BT.
3. Ao distribuidor em BT e paga pelos clientes em BT. Esta tarifa está incluída nas tarifas de Acesso às Redes e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR.

O valor da sub-tarifa da rede de distribuição têm como principal objetivo a remuneração das entidades envolvidas, devido aos custos que estas suportam, tais como:

- Componente fixa e variável dos proveitos permitidos;
- Custos com rendas de concessões a pagar aos municípios
- Custos de reestruturação de efetivos;
- Custos de gestão dos planos de promoção do desempenho ambiental.

Desde 2008, o preço por kWh não tem sofrido oscilações significativas, como se pode verificar pela tabela abaixo.

**Tabela 1-5 - Preço da sub-tarifa de Distribuição**

	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>
<b>Sub-Tarifa Distribuição (€/kWh)</b>	0,03040	0,02900	0,03250	0,02930	0,02990

#### 1.4.5 – Sub-Tarifa de Uso Global do Sistema

Esta sub-tarifa é a que menos se relaciona com a produção, transporte ou venda de energia elétrica e está relacionada com a gestão do sistema, com medidas de interesse económico e de políticas energéticas.

Está dividida em 3 parcelas (UGS I, UGS II e UGS III) e o seu preço final é o resultado da aditividade dessas 3 parcelas.

A parcela I (UGS I) está relacionada com os custos de gestão do sistema. A parcela 2 (UGS II) está relacionada com os custos extraídos de medidas de sustentabilidade e coexistência de

mercados e de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico (sobrecusto PRE, CMEC, CAE, défice tarifários, etc.). Nesta parcela estão aplicados os desvios dos custos de aquisição de energia pelo CUR, bem como os custos dos terrenos das centrais ou as rendas dos défices tarifários. Na parcela 3 (UGS III), que só entrou em vigor a partir do ano de 2011, está relacionada com a recuperação dos custos associados com o regime de garantia de potência. Este regime tem como objetivo incentivar o investimento na capacidade de produção, para que nos períodos com maior consumo, exista uma disponibilidade total capacidade já instalada.

É aplicada pelo:

1. Operador da rede de transporte (REN) e paga pelos operadores das redes de distribuição.
2. Operadores das redes de distribuição, concessionárias de transporte e distribuição da RAA e da RAM e paga pelos clientes em MAT, AT, MT e BT.

Esta sub-tarifa está incluída nas tarifas de Acesso às Redes e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR. O valor da sub-tarifa do uso global do sistema têm como principal objetivo a remuneração das entidades envolvidas, devido aos custos que estas suportam, tais como:

- Custos diretamente relacionados com a gestão do sistema pelo operador da rede de transporte;
- Custos decorrentes da política energética, ambiental ou de interesse económico e outros. Estes custos são compostos pelas seguintes parcelas.

- ✓ PRE (Sobrecusto dos Produtores em Regime Especial);
- ✓ CMEC (Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual);
- ✓ Garantia de potência;
- ✓ Convergência tarifária das regiões autónomas;
- ✓ Amortização do défice e tarifa social;
- ✓ Custos com terrenos afetos ao domínio hídrico;
- ✓ Custos de promoção ambiental e de eficiência no consumo;
- ✓ Alíneas a) e b), do DL<sup>10</sup> 165/2008 de 21 de Agosto;
- ✓ Custos ERSE, Autoridade da Concorrência, OMIP e OMIClear;
- ✓ Sustentabilidade dos mercados e coexistência dos mercados;
- ✓ Extinção das tarifas reguladas, exceto em BT.
- ✓ Sobrecusto dos Contratos de Aquisição de Energia (sobrecusto CAE).

---

<sup>10</sup> Ver Anexo IV - Decretos-Lei.

Esta sub-tarifa tem um peso considerável na fatura final de eletricidade paga por todos os consumidores<sup>11</sup>. Como se pode comprovar com recurso à tabela seguinte, o preço tem vindo a aumentar significativamente nos últimos anos. A exceção é no ano de 2009, devido ao adiamento para 2010, ao abrigo do DL<sup>12</sup> 165/2008 de 21 de Agosto, do sobrecusto PRE, sendo este sobrecusto transferido para défice tarifário, sendo repercutido nesta mesma sub-tarifa num prazo de 15 anos.

**Tabela 1-6 - Preço da sub-tarifa de Uso Global do Sistema**

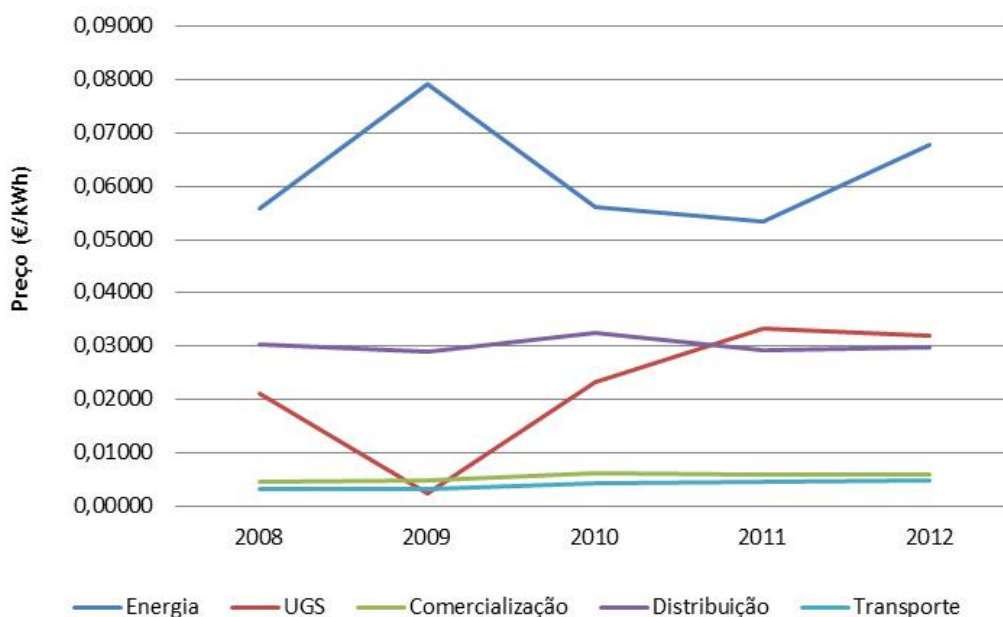
	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
<b>Sub-Tarifa UGS (€/kWh)</b>	0,0211	0,0024	0,0234	0,0333	0,0320

Como se pôde comprovar anteriormente, todas as sub-tarifas (excetuando a sub-tarifa de energia) têm verificado alterações mais significativas no ano de 2010. Devido principalmente ao valor dos ajustamentos de 2008 e 2009, e à dívida criada ao abrigo do DL<sup>13</sup> n.º 165/2008, bem como o montante do sobrecusto PRE, permitindo os proveitos de acordo com esse mesmo Decreto-Lei. A sub-tarifa de energia é a que apresenta mais oscilações, pois o seu preço está diretamente indexado ao preço do petróleo. Com a criação do MIBEL em 2007, o preço da energia adquirida no mercado organizado passou a depender fortemente das condições hidrológicas e com o preço dos combustíveis fósseis nos mercados internacionais.

<sup>11</sup> Exceto o sobrecusto PRE. Parcela não paga pelos consumidores industriais.

<sup>12</sup> Ver Anexo IV - Decretos-Lei.

<sup>13</sup> Ver Anexo IV - Decretos-Lei.



**Gráfico 1 - Evolução do preço das diferentes tarifas desde 2008**

#### 1.4.6 - Distribuição dos Custos pelos Vários Escalões

Seria de esperar que todas as sub-tarifas se distribuíssem igualmente por todos os consumidores, mas tal não acontece. De realçar a discrepância existente na distribuição da sub-tarifa Uso Global do Sistema pelos consumidores, sendo o cliente final de baixa tensão normal o mais afetado, uma vez que se situa na zona mais remota relativamente aos centros de produção. Esta diferença deve-se principalmente ao sobrecusto PRE, somente pago pelos clientes BT.

**Tabela 1-7 - Peso sobre a sub-tarifa de Uso da Rede de Transporte relativamente ao nível de tensão**

<i>Sub-tarifa de Uso da Rede de Transporte</i>	<i>Peso (%)</i>
MAT	3
AT	12
MT	31
BT	54

**Tabela 1-8 - Peso sobre a sub-tarifa de Uso da Rede de Distribuição relativamente ao nível de tensão**

<i>Sub-tarifa de Uso da Rede de Distribuição</i>	<i>Peso (%)</i>
AT	5
MT	15
BT	80



Tabela 1-9 - Peso sobre a sub-tarifa de Uso Global do Sistema relativamente ao nível de tensão

<i>Sub-tarifa de Uso Global do Sistema</i>	<i>Peso (%)</i>
MAT	1
AT	5
MT	9
BT	85

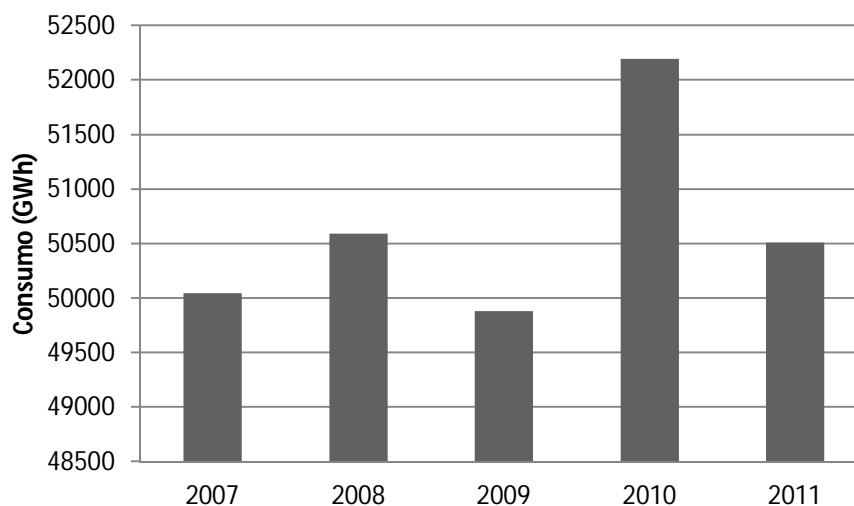
## 1.5 - Caracterização da Procura de Energia Elétrica

Tendo em conta a produção total, bem como as trocas de energia com Espanha, pode-se observar na tabela seguinte, que a produção vem sofrendo algumas alterações em termos de energia primária<sup>14</sup>. Verifica-se um aumento substancial na produção em regime especial, e por consequência, um decréscimo na produção em regime ordinário e no saldo importador.

**Tabela 1-10 - Consumo total e principais indicadores do sistema electroprodutor**

(GWh)	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Consumo</b>	50050	50595	49884	52198	50511
<b>Produção Regime Ordinário</b>	32947	30238	31602	32169	30243
<b>Produção Regime Especial</b>	10156	11565	14433	17918	18193
<b>Bombagem</b>	540	639	929	512	737
<b>Saldo Importador</b>	6408	8153	2920	2007	1798

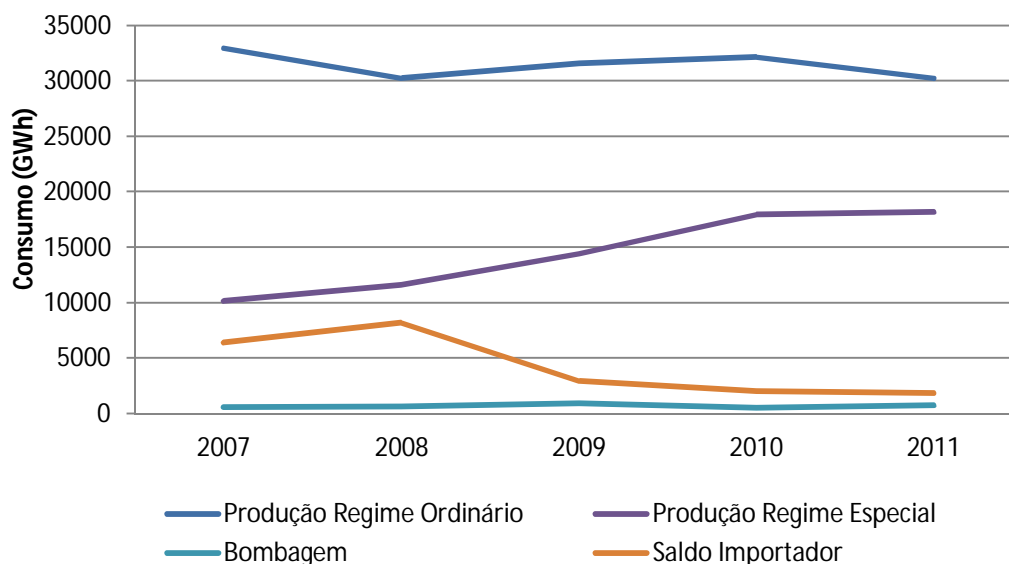
O consumo nos últimos quatro anos manteve-se relativamente constante, sofrendo pouca variação, tendo o seu pico máximo de consumo no ano de 2010, como indica o gráfico seguinte.



**Figura 1-11 - Consumo total entre o ano de 2007 e o ano de 2010**

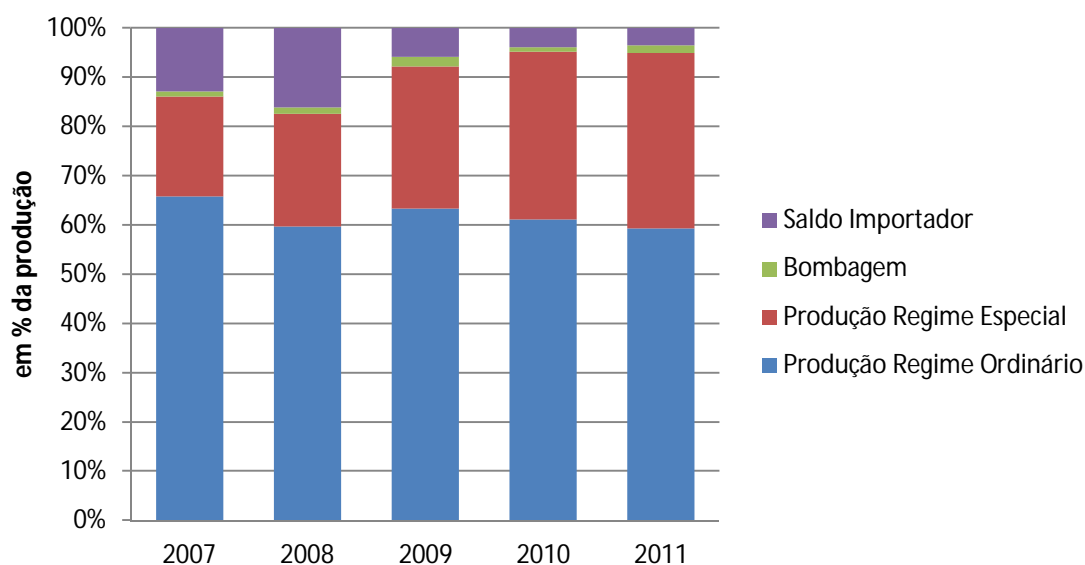
<sup>14</sup> Forte subida da PRE, contrastando com uma ligeira descida da PRO.

O *mix* de produção de energia elétrica tem-se alterado, significativamente, a partir do ano de 2007, devido a um considerável aumento da PRE. Isto deve-se ao facto de Portugal ter como meta, que a sua produção seja maioritariamente com base em energias renováveis. Outro ponto essencial e de importante relevância, é o decréscimo na importação de energia elétrica (Saldo Importador).



**Figura 1-12 - Balanço do sistema electroprodutor**

Como referido anteriormente, e verificado no gráfico abaixo, o peso da PRE no sistema electroprodutor português tem aumentado consideravelmente, passando de 20% no ano de 2007, para quase 40% do total produzido, no ano de 2011.



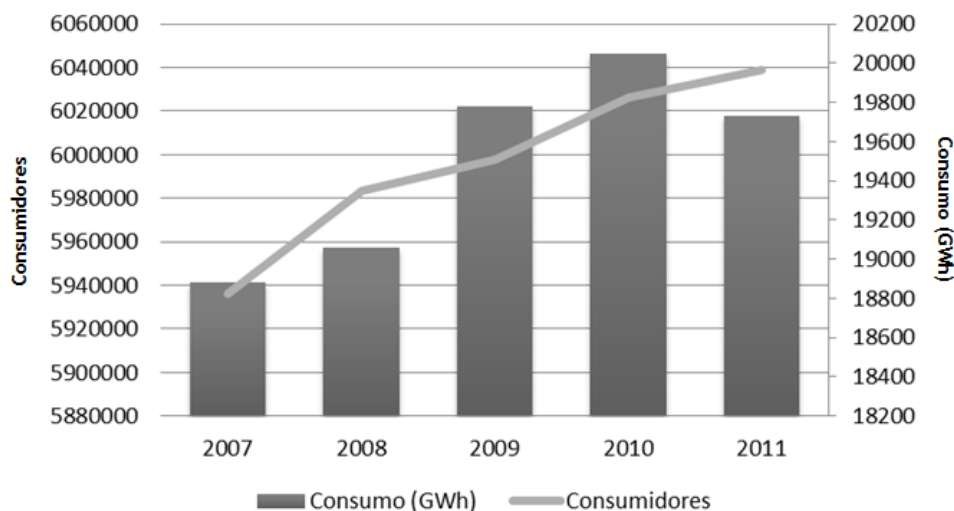
**Figura 1-13 - Peso da cada componente do sistema electroprodutor**

Nos últimos cinco anos tem-se verificado um ligeiro crescimento tanto a nível do consumo (BTN), como a nível do número de consumidores (BTN), não fazendo distinção entre mercado regularizado e mercado livre. Na tabela seguinte verifica-se que o consumo aumentou gradualmente, excetuando o ano de 2011, onde se verificou uma leve quebra.

**Tabela 1-11 - Número de consumidores e respetivo consumo em Baixa Tensão Normal**

	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Consumidores</b>	5936076	5983460	5997938	6026198	6039001
<b>Consumo (GWh)</b>	18880	19059	19780	20051	19730

Verifica-se com base na figura seguinte que existe uma ligeira subida em relação ao número de consumidores domésticos.

**Figura 1-14 - Número de consumidores e consumos**

Na seguinte tabela é exibido a distribuição do número de consumidores e os seus consumos, bem como a consumo *per capita* de cada capital de distrito. Pode-se verificar que o maior número de consumidores, como era de prever, concentra-se principalmente na região de Lisboa e Porto.

**Tabela 1-12 - Número de consumidores, consumo e consumo *per capita* na BT, por distrito [16]**

<i>Cidade</i>	<i>Consumidores</i>	<i>Consumo (MWh)</i>	<i>Consumo per Capita (kWh)</i>
Aveiro	165.050	749.507	4541
Beja	103.975	383.062	3684
Braga	421.425	1.891.929	4489
Bragança	111.889	358.264	3202
Castelo Branco	156.827	512.921	3271
Coimbra	289.309	1.059.469	3662
Évora	101.559	479.723	4724
Faro	408.515	1.764.037	4318
Guarda	127.158	376.303	2959
Leiria	186.124	733.141	3939
Lisboa	1.309.203	5.681.928	4340
Portalegre	78.178	321.387	4111
Porto	939.197	4.751.641	5059
Santarém	277.401	1.144.693	4126
Setúbal	463.125	1.752.677	3784
Viana do Castelo	162.099	571.116	3523
Vila Real	147.685	468.434	3172
Viseu	180.397	603.031	3343
R.A. Açores	117.003	489.619	4185
R.A. Madeira	136.339	681.887	5001

No âmbito da principal meta desta dissertação, considerou-se que a pesquisa, os valores obtidos e as conclusões, seriam sobre um ambiente populacional mais restrito. Portanto, é estudado com mais evidência e com mais detalhe, tanto os consumidores de baixa tensão normal<sup>15</sup>, como os seus consumos.

Quase metade dos consumidores domésticos tem uma potência contratada de 3,45kVA (47%) seguindo-se os consumidores com uma potência contratada de 6,9kVA. No gráfico seguinte pode-se verificar estes dados [17].

<sup>15</sup> BTN com uma potência contratada igual ou inferior a 20,7 kVA.

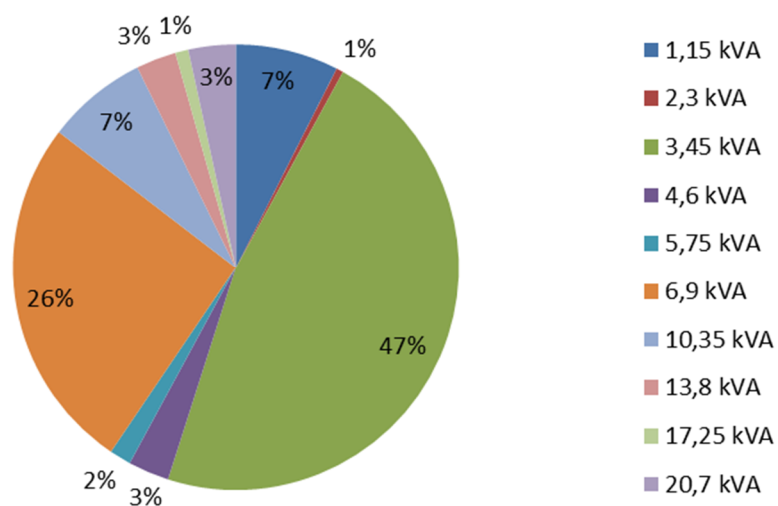


Figura 1-15 - Percentagem de consumidores BTN, por potência contratada

## 1.6 - Custos de Produção

Foi demonstrado anteriormente que a produção de energia elétrica é desenvolvida em dois regimes: regime ordinário e regime especial. Em Portugal, toda a produção de energia elétrica é subsidiada, quer seja através dos CAE, dos CMEC, dos mecanismos de potência ou dos sobrecustos PRE. Isto é, o valor a pagar pela sua compra é sempre superior ao preço dessa mesma energia no mercado *spot*. O objetivo desta secção é mostrar o custo de produção de cada tipo de tecnologia existente no sistema produtor português.

Este cálculo tem por base um conjunto de itens tais como, o investimento realizado em cada central (custos com aquisição dos terrenos, custos da viabilidade do projeto e impacto ambiental e custos com a aquisição e instalação da respetiva tecnologia), custos da matéria-prima (quando necessário) e os custos de operação e manutenção.

O cálculo final também teve em conta dois outros fatores, a disponibilidade de cada central e o fator de utilização. A disponibilidade representa a percentagem de tempo que uma central elétrica está disponível a produzir, independente do mercado ou da matéria-prima. A disponibilidade de uma central eólica é em média de 97%, quer isto dizer, que a central está preparada para produzir durante 354 dias por ano, independentemente da existência ou não de vento. O fator de utilização é a percentagem de tempo que cada tecnologia está realmente a funcionar. Uma central eólica ainda que tenha uma disponibilidade de 97%, o seu fator de disponibilidade, devido à sua intermitência, é cerca de 27%.

Os custos de produção foram calculados admitindo que toda a energia produzida era escoada na sua totalidade. Os custos relacionados com os transportes da matéria-prima, bem como as perdas de energia nas linhas de transporte, não foram incluídos no cálculo final. Estes dados foram retirados de um estudo sobre o setor elétrico nacional [18] e na página de internet da Agência Internacional de Energia [19].

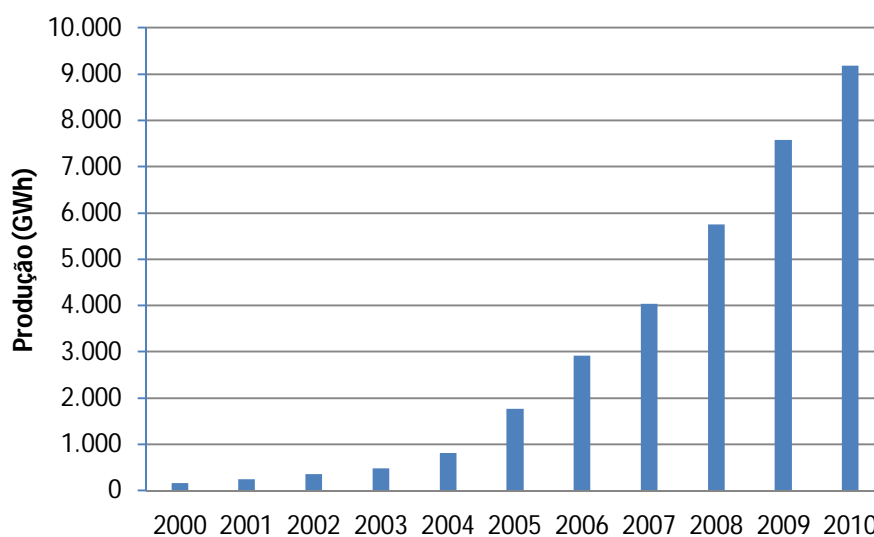
### 1.6.1 - Energia Eólica

Esta energia é igualmente chamada a energia do vento, isto porque aproveita a energia cinética do vento para mover os aerogeradores, e desta forma transformar energia cinética em energia mecânica, para posteriormente, através de um gerador elétrico, transformá-la em energia elétrica. É a tecnologia, de entres as energias renováveis, mais utilizada em Portugal, com quase 50% no peso da PRE [20], com uma potência instalada de 4.100 MW [21]. Com base na Estratégia Nacional para a Energia (ENE2020), estima-se que em 2020, haja uma potência eólica instalada de 8.500 MW [22].



**Figura 1-16 - Parque eólico de Sines com uma potência instalada de 1800 MW [23]**

Com o objetivo de ter uma potência instalada de 8.500 MW em 2020, tem-se vindo a verificar um aumento significativo na produção eólica, nos últimos anos.



**Figura 1-17 - Evolução da produção eólica**

A vida útil de um parque eólico é de aproximadamente 20 a 25 anos. Pela tabela seguinte conclui-se que com custos de operação e manutenção são relativamente diminutos, sendo os custos de investimento que acarretam a maior peso no total global.



Tabela 1-13 - Custo de produção energia eólica

<b>Investimento (€/MW)</b>	1.100.000 - 1.500.000
<b>Operação e Manutenção (€/MWh)</b>	18 - 23
<b>Matéria-prima (€/MW)</b>	-
<b>Disponibilidade (%)</b>	97 (354 dias)
<b>Fator Utilização (%)</b>	27
<b>Custo de Produção (€/MW)</b>	75

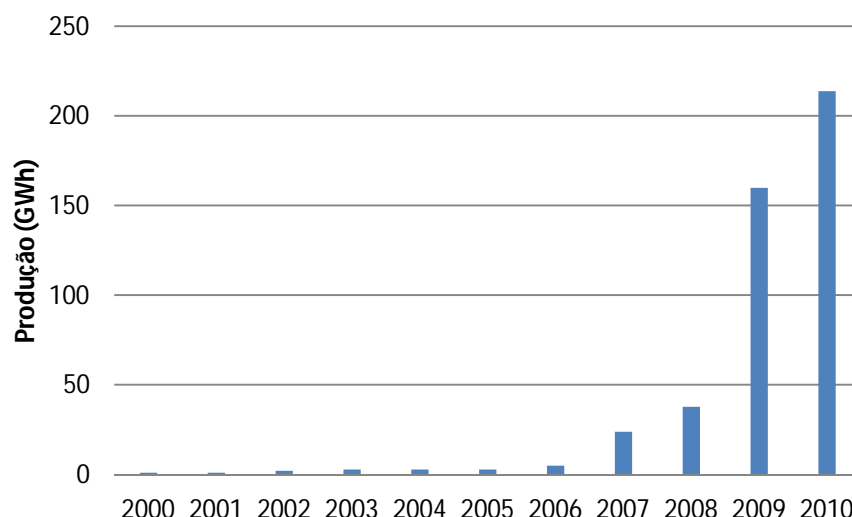
### 1.6.2 - Energia Solar Fotovoltaica

Também chamada a energia do sol, pelo facto de utilizar os raios solares para produzir eletricidade. Esta energia é gerada através de painéis fotovoltaicos que usando a incidência solar, transforma energia fotovoltaica em energia elétrica. O seu uso é ainda reduzido devido aos investimentos exigidos, embora esses custos têm vindo a diminuir nos últimos anos, sendo uma tecnologia em claro crescimento, por causa das excelentes condições que Portugal apresenta para a sua utilização. No início de 2012, esta energia representava um peso de 2% entre as energias limpas [20], tendo uma potência instalada de 168 MW [21]. De acordo com a ENE2020, prevê-se que Portugal tenha uma potência instalada, referente à energia solar fotovoltaica de 1.500 MW [22].



Figura 1-18 - Central solar fotovoltaica de Serpa com uma potência instalada de 11 MW [24]

É uma tecnologia em claro crescimento, ainda não tendo um peso significativo no total global de produção nacional.



**Figura 1-19 - Evolução da produção solar fotovoltaica**

Um parque solar fotovoltaico dura em média entre 20 e 25 anos. Verifica-se que os custos de operação e manutenção são baixos, sendo os custos com o investimento os que acarretam maior peso.

**Tabela 1-14 - Custo de Produção energia solar fotovoltaica**

<b>Investimento (€/MW)</b>	2.500.000 – 3.000.000
<b>Operação e Manutenção (€/MWh)</b>	15 – 28
<b>Matéria-prima (€/MW)</b>	-
<b>Disponibilidade (%)</b>	98 (358 dias)
<b>Fator Utilização (%)</b>	20
<b>Custo de Produção (€/MW)</b>	215

### 1.6.3 - Mini-hídricas

As centrais hidroelétricas designadas por mini-hídricas, são normalmente aproveitamentos com uma potência instalada inferior a 10 MW, e são consideradas renováveis por terem um reduzido impacto ambiental, comparando com as grandes hídricas. Essencialmente são centrais pequenas a fio de água, compostas por pequenas barragens ou açudes. As grandes vantagens destas tecnologias são várias, nomeadamente, a elevada robustez, o facto de ser uma tecnologia madura há mais de 40 anos, um reduzido impacto ambiental e principalmente, o seu elevado fator de disponibilidade e capacidade. No ano de 2012, Portugal tinha uma potência instalada de cerca de 400 MW [21], correspondendo a 6,3% entre as renováveis [20]. A ENE2020 prevê atingir os 750 MW de potência nesse ano [22].



**Figura 1-20 - Mini-hídrica de Abrantes [25]**

A vida útil de uma central deste tipo é de cerca de 40 anos. Na tabela seguinte demonstra-se os diferentes custos, onde o investimento representa a maior fatia.

**Tabela 1-15 - Custo de produção de uma Mini-hídrica**

<b>Investimento (€/MW)</b>	1.000.000 - 2.000.000
<b>Operação e Manutenção (€/MWh)</b>	11 - 16
<b>Matéria-prima (€/MW)</b>	-
<b>Disponibilidade (%)</b>	99 (361 dias)
<b>Fator Utilização (%)</b>	24
<b>Custo de Produção (€/MW)</b>	89

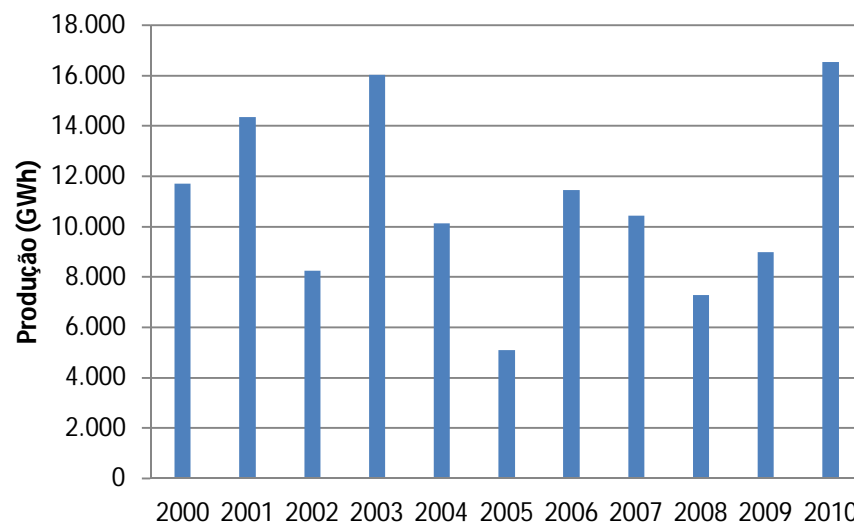
#### 1.6.4 - Grandes hídricas

Esta energia elétrica é produzida através do aproveitamento do fluxo das águas, fazendo que se movimentem os mecanismos no interior da barragem, convertendo-a em energia elétrica. Estas centrais usam a diferença de potencial entre a albufeira e o rio, a jusante da barragem, fazendo rodar as turbinas e os respetivos geradores. São centrais com uma potência instalada superior a 10MW. Em Abril de 2012, a potência instalada nas grandes centrais hidráulicas era de cerca de 5.000 MW [21]. Com base no Plano Nacional de Barragens com Elevado Potência Hidroelétrico (PNEPH), inserido na ENE2020, prevê que até ao ano de 2020 haja em Portugal cerca de 9.000 MW de potência instalada [26].



**Figura 1-21 - Central hidroelétrica de Castelo do Bode com uma potência instalada de 159 MW [27]**

A produção hídrica está fortemente dependente dos valores de pluviosidade de cada ano, por isso a sua produção é bastante oscilante. Por exemplo, no ano de 2005 ocorreu a pior seca dos últimos 60 anos, e com isso a mais baixa produção dos últimos 10 anos.



**Figura 1-22 - Evolução da produção hídrica bruta (Grandes e mini hídricas)**

A produção hídrica tem uma forte variabilidade de cerca de 40%, bastante elevada se comparada com a variabilidade do recurso eólico ou solar. Como se pode comprovar, os custos de investimento são os que representam maior peso no custo total.

Tabela 1-16 - Custo de produção de uma grande hídrica

<b>Investimento (€/MW)</b>	1.200.000 - 1.600.000
<b>Operação e Manutenção (€/MWh)</b>	10 - 13
<b>Matéria-prima (€/MW)</b>	-
<b>Disponibilidade (%)</b>	99 (361 dias)
<b>Fator Utilização (%)</b>	27
<b>Custo de Produção (€/MW)</b>	78

### 1.6.5 - Central Térmica a Carvão

Neste caso a produção de energia elétrica é baseada no *Ciclo de Rankine*, ou seja, a produção tem como base a queima de carvão em grandes caldeiras, que posteriormente produzem vapor, acionando uma turbina, que faz funcionar um alternador, que produzirá energia elétrica. O combustível destas centrais é o carvão formado à base de hidrocarbonetos e originado a partir de resíduos vegetais sujeitos a transformações químicas.

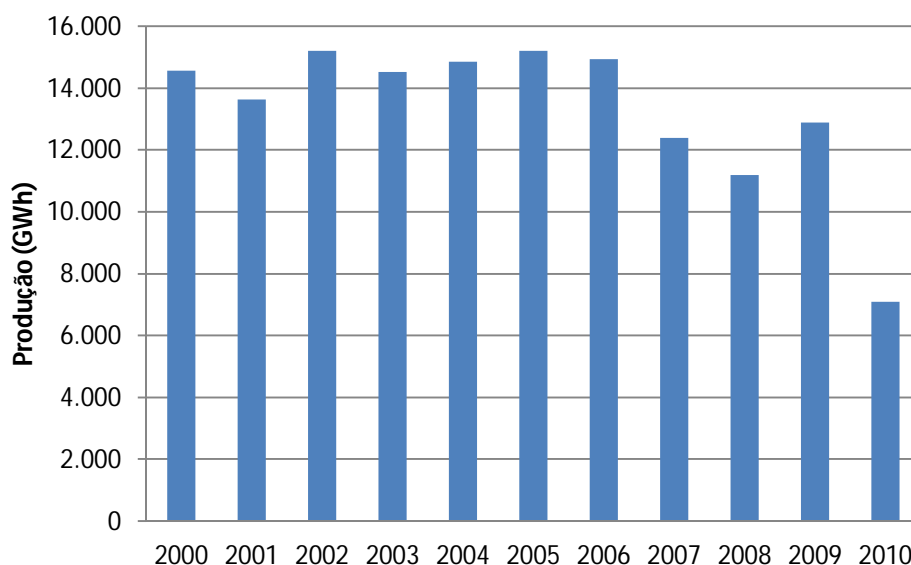
No ano de 2012, encontram-se instalados, em Portugal, cerca de 1.800 MW [21]. De referir também que, no 1º semestre de 2012 o consumo de carvão aumentou mais de 60%, devido à quebra na produção hidroelétrica pela seca [28].



Figura 1-23 - Central Térmica a Carvão do Pego com uma potência instalada de 584 MW [29]

Verifica-se que a produção de energia elétrica através da queima de carvão tem vindo a diminuir, tanto pelo enorme impacto ambiental, como pela oscilação nos custos de produção, devido às constantes oscilações do preço dos combustíveis.





**Figura 1-24 - Evolução da produção térmica a carvão**

Refira-se que o custo de produção pode aumentar ou diminuir, devido às constantes oscilações no preço dos combustíveis [30].

**Tabela 1-17 - Custo de produção de uma Central Térmica a Carvão**

<b>Investimento (€/MW)</b>	1.000.000 - 1.250.000
<b>Operação e Manutenção (€/MWh)</b>	10
<b>Matéria-prima (€/MW)</b>	~25
<b>Disponibilidade (%)</b>	95 (347 dias)
<b>Fator Utilização (%)</b>	90
<b>Custo de Produção (€/MW)</b>	70 - 80

#### 1.6.6 - Térmica a Gás Natural

O principal elemento de produção de uma central a gás natural é a utilização de uma turbina a gás que é acionada através da queima de gás natural, numa câmara de combustão. A turbina a gás está associada a um gerador, onde se produz a energia elétrica. Este sistema é também chamado *Ciclo de Brayton*. Se estivermos perante uma central de ciclo combinado, os gases de escape que são expelidos da turbina a gás, como se encontram a elevada temperatura, são utilizados para produzir vapor e, posteriormente, fazer mover uma outra turbina convencional. Este segundo sistema é também chamado de *Ciclo de Rankine*. A tecnologia de Ciclo Combinado permite um maior rendimento, e consequentemente uma maior eficiência, do que uma central a funcionar

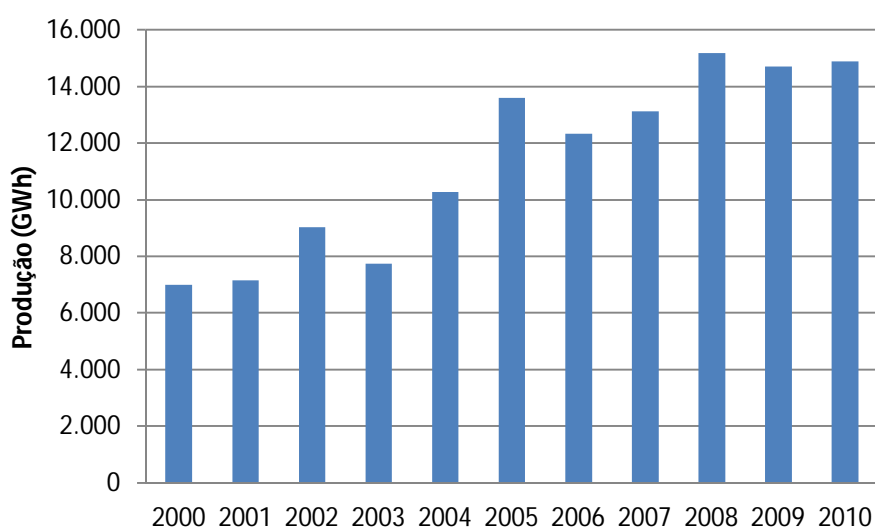
em *Ciclo Aberto*, onde todo o calor libertado da turbina a gás é lançado para a atmosfera. O rendimento energético de uma central em Ciclo Combinado é na ordem dos 55%, bastante superior aos 25% conseguidos por uma central em Ciclo Aberto. As centrais a gás natural provocam menores impactos ambientais do que as suas homónimas a carvão ou a fuelóleo, bem como menor consumo de água e, principalmente, não produzem resíduos resultantes do processo de combustão [31].

Em Abril de 2012, em Portugal havia uma potência térmica a gás natural instalada de 3.829 MW, correspondendo a 20,5% do consumo nacional de energia [21].



**Figura 1-25 - Central térmica a Gás Natural do Ribatejo com uma potência instalada de 1.176 MW [32]**

Em contraste com a evolução da produção térmica a carvão, a produção térmica a gás natural vem crescendo nos últimos anos, sendo ultrapassada somente pela produção hídrica [30].



**Figura 1-26 - Evolução da produção térmica a gás natural**

Verifica-se, pela comparação desta tabela com as restantes, que o custo de produção através de uma central térmica a gás natural, é o mais baixo de todas as tecnologias existentes em Portugal.

**Tabela 1-18 - Custo de Produção de uma Central Térmica a Gás Natural**

<b>Investimento (€/MW)</b>	500.000 - 750.000
<b>Operação e Manutenção (€/MWh)</b>	5 - 7
<b>Matéria-prima (€/MW)</b>	~25
<b>Disponibilidade (%)</b>	95 (347 dias)
<b>Fator Utilização (%)</b>	90
<b>Custo de Produção (€/MW)</b>	45 - 50

### 1.6.7 - Central Térmica a Biomassa

Uma central térmica a biomassa usa o mesmo princípio de funcionamento de uma central térmica a carvão (*Ciclo de Rankine*), só que neste caso o combustível que se queima na caldeira é biomassa florestal, industrial ou animal.

Existem outros casos, onde o calor residual originado nos processos termodinâmicos é aproveitado para outros fins, tais como secagem, evaporação, aquecimento ou destilação.

Em 2010, estavam instalados 204 MW de unidades de biomassa sem cogeração e 474 MW de unidade de biomassa com cogeração.

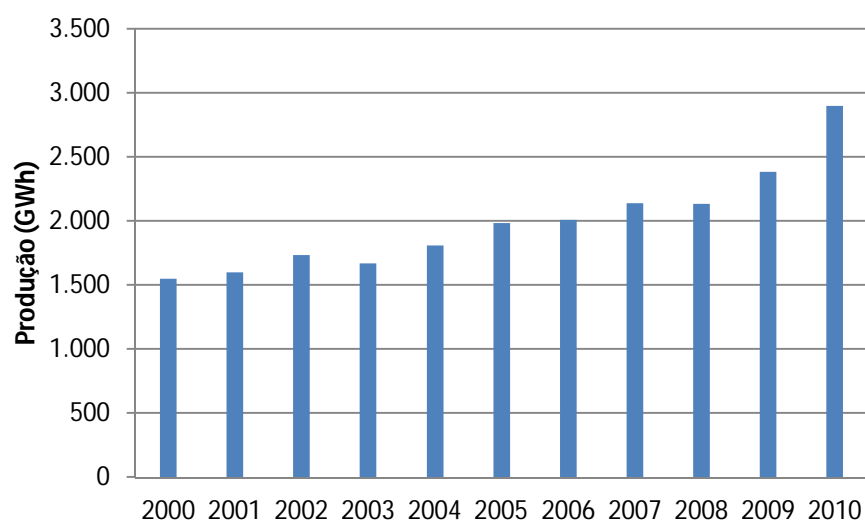
A ENE 2020 prevê mais 250 MW de potência instalada até ao ano de 2020.





**Figura 1-27 - Central Térmica a Biomassa**

Uma central de biomassa tem uma vida útil de aproximadamente 30 anos. Verifica-se, com base na figura seguinte que, a produção através da queima de biomassa tem vindo a crescer a um baixo ritmo, estando dependente do regular fornecimento da biomassa utilizada nas condições ideais que permitam uma queima e produção mais eficientes.



**Figura 1-28 - Evolução da produção térmica a biomassa**

Tabela 1-19 - Custo de produção de uma Central Térmica a Biomassa

<b><i>Investimento (€/MW)</i></b>	2.500.000 – 2.950.000
<b>Operação e Manutenção (€/MWh)</b>	12
<b>Matéria-prima (€/MW)</b>	
<b>Disponibilidade (%)</b>	95 (347 dias)
<b>Fator Utilização (%)</b>	90
<b>Custo de Produção (€/MW)</b>	75

## 1.7 - Análise dos Planos Futuros Previstos no Setor Elétrico Nacional

Este capítulo tem como principal meta, a análise dos investimentos e planos previstos no setor elétrico nacional. Proceder-se-á à análise do PNAEE 2015 (Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética 2015), do PNAER (Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis) e do ENE 2020 (Estratégia Nacional de Energia 2020).

### 1.7.1 - Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética

O PNAEE tem como principal objetivo a redução da intensidade energética<sup>16</sup> em Portugal até 2015, para valores abaixo da média europeia. Verifica-se nos gráficos seguintes que Portugal tem vindo a piorar a sua posição relativa no contexto europeu [33].

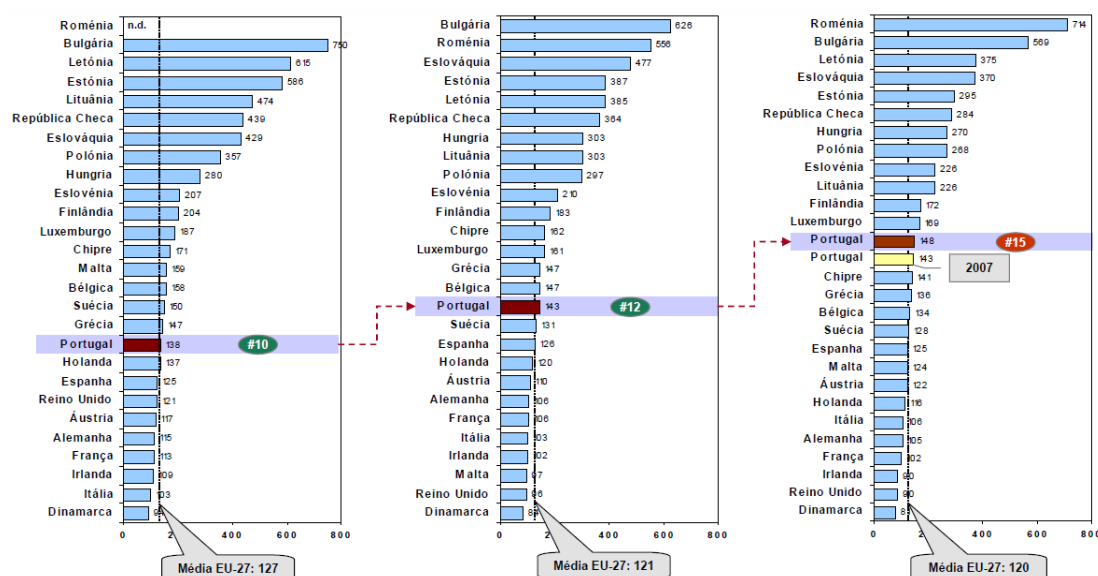


Figura 1-29 - Posição relativa de Portugal em relação à intensidade energética

O PNAEE incide sobre 4 vertentes: transportes, residencial e serviços, indústria e estado. No âmbito do tema desta dissertação, analisa-se com mais pormenor os planos previstos para as áreas residencial e serviços.

Principais medidas e objetivos:

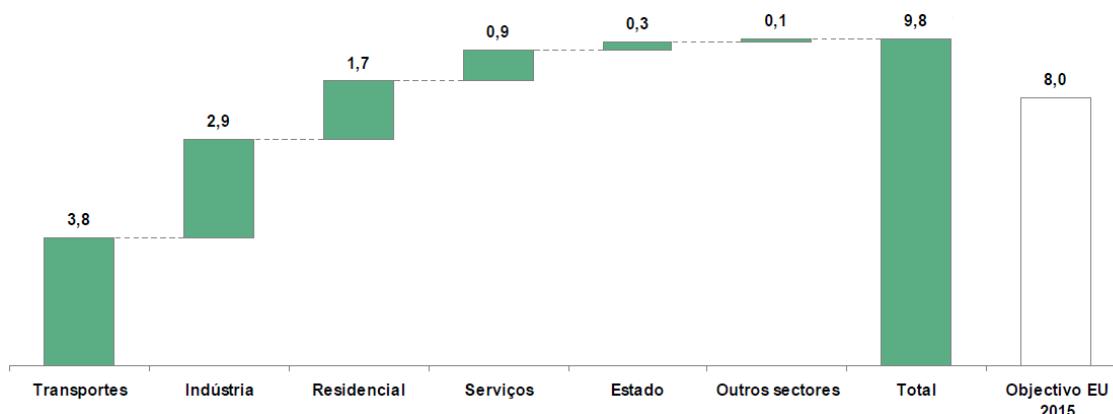
<sup>16</sup> Corresponde à quantidade de energia consumida sobre o PIB (Produto Interno Bruto). Quanto maior for o valor da intensidade energética, maior será a eficiência energética.

### Residencial e serviços

- Programa de incentivo à reabilitação urbana sustentável, com o objetivo de ter 1 em cada 15 lares com classe energética otimizada;
- Programa de renovação de 1 milhão de grandes eletrodomésticos;
- Substituição de 5 milhões de lâmpadas por CPL (lâmpadas fluorescentes compactas);
- 75 mil lares electroprodutores (165MW potência instalada);
- 1 em cada 15 edifícios com Água Quente Solar.

Algumas destas medidas estão a ser implantadas com recurso a incentivos e financiamentos por parte do governo português, com vista a beneficiar os consumidores que invistam em medidas de eficiência, tais como: prémio equivalente a 10% ou 20% dos gastos em eletricidade durante 2 anos, em caso de redução verificada de 10% ou 20% do consumo de eletricidade, crédito bonificado de 250 €/ano para investimentos em eficiência.

Com este plano, prevê-se uma poupança de 10% no consumo de energia, objetivo esse, superior em 20% à meta solicitada pela *Directiva Europeia 2006/32/CE* para 2015.



**Figura 1-30 - Impacto das medidas do PNAEE no consumo de energia para 2015**

De igual modo, também se prevê uma redução no crescimento da fatura energética de 1%/ano e que o peso das energias renováveis na produção de energia elétrica seja de 31% em 2020.

### 1.7.2 - Estratégia Nacional de Energia para 2020 e Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis

Foi aprovado em Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, uma série de medidas com vista a reduzir a dependência energética de Portugal, consolidar a produção proveniente de energias renováveis e reduzir o saldo importador energético.

Esta estratégia foi criada com vista a promover o crescimento económico, a criação de novos emprego e a encontrar soluções na área da energia para um possível cenário internacional turbulento, medidas essas, assentes em 5 eixos principais [22]:

**Eixo 1** - Agenda para a competitividade, o crescimento e a independência energética e financeira que dinamiza os diferentes setores da economia.

**Eixo 2** - Aposta nas energias renováveis, promovendo o desenvolvimento de uma fileira industrial indutora do crescimento económico e do emprego, que permita atingir as metas nacionais de produção de energia renováveis.

**Eixo 3** - Promover a eficiência energética, consolidando o objetivo de redução de 20% do consumo de energia final em 2020, através da aposta em medidas comportamentais e fiscais, assim como em projetos inovadores.

**Eixo 4** - Tem por objetivo garantir a segurança de abastecimento através da manutenção da política de diversificação do *mix* energético, do ponto de vista das fontes e das origens do abastecimento.

**Eixo 5** - Promover a sustentabilidade económica e ambiental como condição fundamental para o sucesso da política energética, recorrendo a instrumentos da política fiscal.

Portugal, juntamente com os 26 países da União Europeia, assumiram uma meta de consumo de energia final de 31% a partir de fontes renováveis, até 2020. A produção nacional de origem renovável tem como base, principalmente, a energia hídrica e a energia eólica. Portanto, Portugal aposta numa consolidação e afirmação da produção de energia assentes nestas tecnologias, bem como, uma aposta clara na diversificação da carteira de energia renováveis que apresentem potencial e criação de valor na economia nacional. Neste âmbito, elaborou-se o Plano Nacional para as Energias Renováveis (PNAER). O referido plano tem como principais metas:

### **Energia Hídrica**

Neste momento Portugal tem uma potência instalada em energia hídrica que ronda os 4.900 MW. No âmbito do Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBPH), que irá permitir um melhor proveito dos recursos hídricos nacionais, compromete-se a um reforço da potência em grandes hídricas de, aproximadamente, 4.000 W, elevando para cerca de 9.000 MW a capacidade instalada em recursos hídricos, no ano de 2020.

Com a crescente capacidade de energia eólica instalada, este plano aposta na instalação de maior capacidade reversível, fundamental para aproveitar o excesso de energia eólica produzida nas horas de vazio.

No que diz respeito às mini-hídricas, o objetivo é um acréscimo de 350 MW de potência instalada, elevando para cerca de 750 MW a capacidade dessa tecnologia, no ano de 2020.

No quadro seguinte mostra-se a atribuição da construção e exploração das novas barragens, bem como a potência instalada de cada uma.

**Tabela 1-20 - Novos aproveitamentos hidroelétricos conforme o PNBEPH [26]**

<i><b>Hídricas</b></i>	<i><b>Entidade</b></i>	<i><b>Data de funcionamento</b></i>	<i><b>Potência (MW)</b></i>
Foz-Tua	EDP	2013	324
Gouvães	Iberdrola Generación	2018	660
Pedroselos	Iberdrola Generación	2018	230
Alto Tâmega	Iberdrola Generación	2018	127
Daivões	Iberdrola Generación	2018	118
Fridão	EDP	2015	256
Alvito	EDP	2015	136
Girabolhos	Endesa Generación	2015	355
TOTAL			2.206

Refira-se que existem mais dois projetos para aproveitamentos hidroelétricos, de Pinhosão e de Almourol, onde ainda não foram apresentadas quaisquer propostas. O primeiro devido à complexidade no concurso e o segundo devido a razões técnicas provenientes da redução da cota da barragem, tornando assim o projeto pouco eficiente.

De referir também que existem mais dois aproveitamentos hidroelétricos, implementados pelo EDP, não fazendo parte do PNBEPH.

**Tabela 1-21 - Novos aproveitamentos hidroelétricos da EDP [34]**

<i><b>Hídricas</b></i>	<i><b>Entidade</b></i>	<i><b>Data de funcionamento</b></i>	<i><b>Potência (MW)</b></i>
Ribeiradio-Ermida	EDP	2014	82
Baixo Sabor	EDP	2014	170
TOTAL			252

Com vista a evitar o desperdício energético por causa da reduzida capacidade útil da albufeira ou a reduzida capacidade instalada no aproveitamento, a EDP elaborou um plano para o

reforço dos aproveitamentos hidroelétricos já existentes. É mostrado na tabela seguinte a potência a instalar.

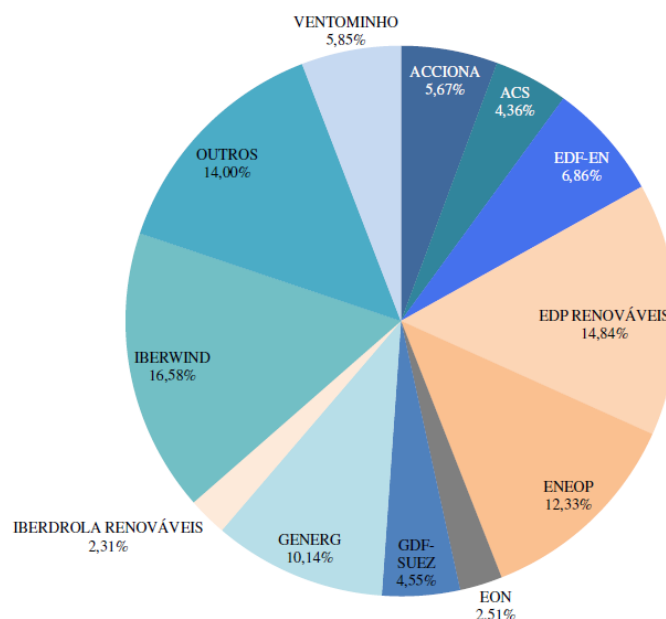
**Tabela 1-22 - Reforço de potência nas barragens EDP [35]**

<i><b>Aproveitamento</b></i>	<i><b>Data de funcionamento</b></i>	<i><b>Potência a instalar (MW)</b></i>
Picote II	2011	-
Bemposta II	2011	191
Alqueva II	2012	256
Venda Nova III	2015	746
Salamonde II	2015	207
Paradela II		318
<b>TOTAL</b>		<b>1.964</b>

## **Energia Eólica**

No fim do ano de 2011 havia cerca de 4.100 MW de potência eólica instalada em Portugal. O ENE prevê atingir até 2020, 8.500 MW de potência eólica instalada no território português. No entanto, o mesmo documento também faz referência que parte dessa potência dependerá de um conjunto de fatores, tais como, a evolução da procura de eletricidade, da evolução do veículo elétrico, da capacidade de transferir consumos de períodos de ponta para períodos de vazio e dos custos das tecnologias *offshore*. De referir que o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis prevê “somente” um acréscimo na potência eólica instalada de cerca de 2.700 MW.

Em 2011 a energia eólica em Portugal estava nas mãos dos consórcios apresentados na seguinte figura.



**Figura 1-31 - Entidades exploradores da energia eólica em Portugal**

## Energia Solar

De entre as energias renováveis, a que apresenta uma maior margem de evolução, é sem dúvida a energia solar. Portugal é dos países da Europa com melhores condições para o seu aproveitamento, visto que dispõe de um número médio anual de horas de sol que varia entre 2200 e 3000, sendo na região do Alentejo onde se consegue melhores resultados.

No princípio de 2012, a potência solar instalada em território português era de cerca 150 MW, prevendo-se, com base na ENE, um acréscimo de 1300 MW de potência instalada até ao ano de 2020.

De notar também a introdução de um programa de mini-geração destinado a projetos com potências até 150 kW ou 250 kW e a continuação na aposta no solar térmico, aproveitando o enorme potencial solar do país.

## Biomassa

Esta forma de produção de energia elétrica apresenta uma importância elevada pela sua transversalidade à gestão florestal, podendo produzir energia e calor neutros no que respeita às emissões de CO<sub>2</sub>.

De acordo com a ENE 2020, prevê-se a instalação efetiva da potência anteriormente atribuída de 250 MW e a atribuição de mais 55 MW para novos projetos, até 2020. A ENE 2020 prevê uma potência instalada, referente à biomassa, de 305 MW até ao ano de 2020.



Adicionalmente, o mesmo programa promove a utilização da biomassa para o aquecimento residencial através de equipamentos mais eficientes e com baixas emissões de partículas.

### **Biogás e Resíduos**

A ENE 2020 dá elevada importância à exploração do potencial associado ao biogás, mais propriamente ao biogás de aterro e ao biogás proveniente da digestão anaeróbia de resíduos e de efluentes.

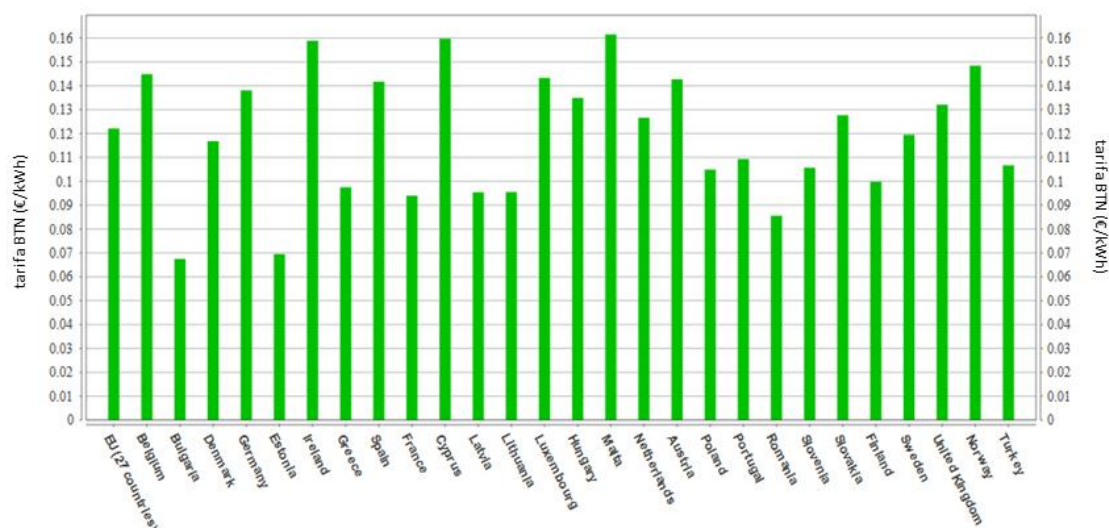
### **Geotermia e Energia de Ondas**

Dado o grande potencial de Portugal na produção de energia através das ondas, a ENE 2020 prevê que haja uma evolução significativa em relação aos seus custos de produção, tornando assim o projeto economicamente viável. De acordo com a ENE, até 2020, ambiciona-se ter uma potência instalada de 250 MW.

Em relação à geotermia, prevê-se que tenha uma importância significativa no mix energético nacional até ao ano de 2020. Estão em curso projetos de energia geotérmica na Região Autónoma dos Açores, bem como em algumas zonas do território continental.

## 1.8 - Tarifas Elétricas Internacionais

Recorrendo às estatísticas disponíveis da Comissão Europeia, pelo *EUROSTAT*, apresentam-se nos gráficos seguintes uma comparação entre os vários países do continente europeu. Estatísticas relativas às tarifas de venda a clientes finais domésticos (ano de 2010), o peso de cada fonte electroprodutora no total de produção, bem como a percentagem de produção relativo a energias renováveis [34].

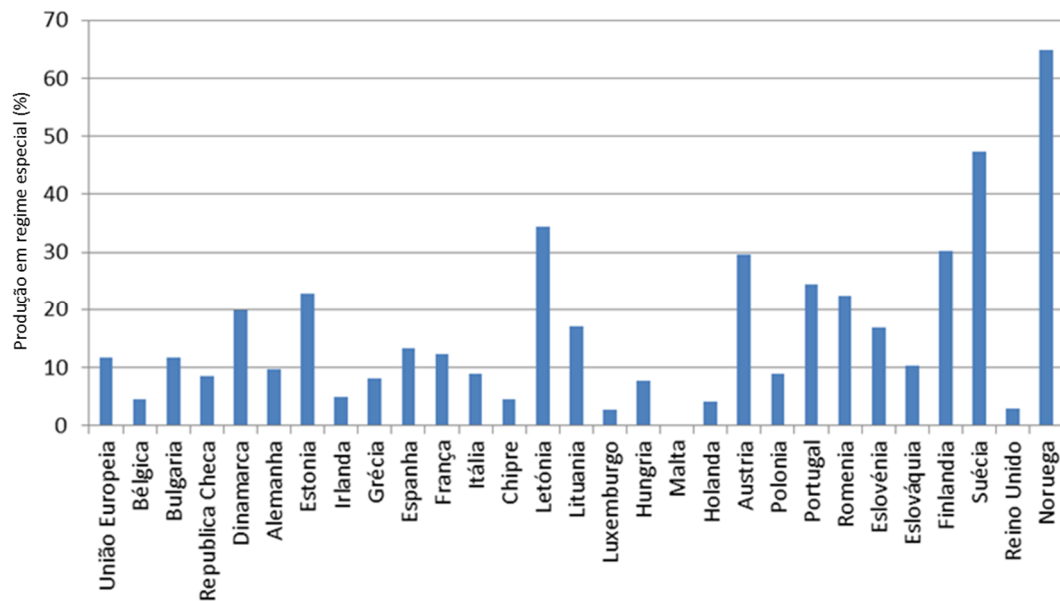


**Figura 1-32 - Tarifas de eletricidade para clientes finais domésticos em 2010<sup>17</sup> [34]**

Como podemos comparar a nível europeu, Portugal pratica uma tarifa de eletricidade para os clientes domésticos mais baixa que o média da União Europeia (-11,4%).

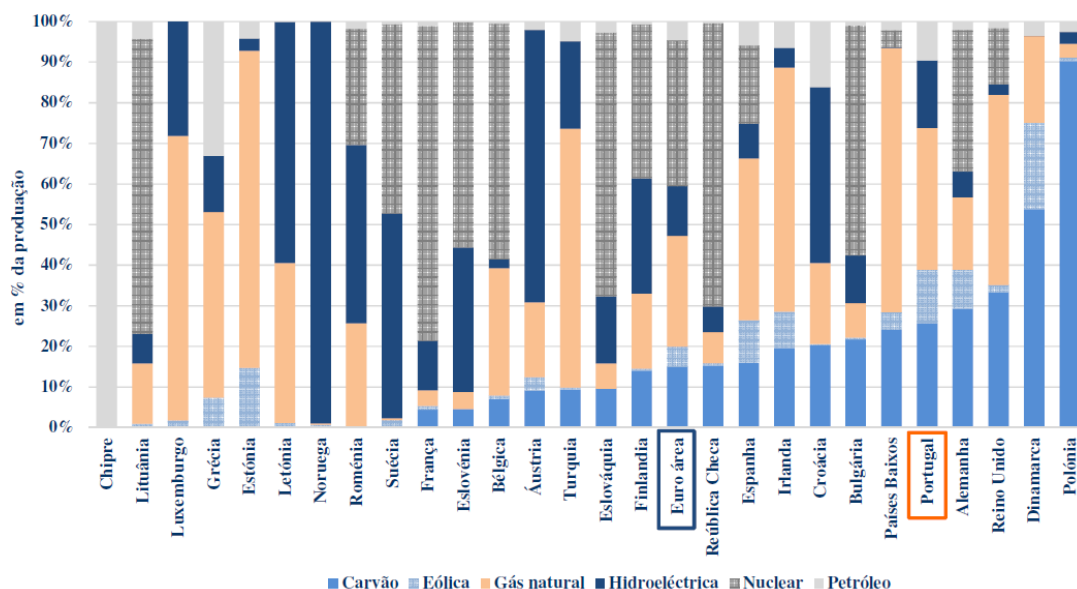
Analisa-se em seguida o peso de cada sistema electroprodutor, e posteriormente, em mais pormenor, a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis.

<sup>17</sup> Consumidores em BT.



**Figura 1-33 - Percentagem de produção de energia renováveis no total de produção de cada país em 2009 [34]**

Verificamos que neste ponto, Portugal é um dos países com mais produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Está aproximadamente três vezes (em 2012 é de 34%) acima da média da união europeia, ficando somente atrás de países como a Noruega, a Suécia ou a Letónia.



**Figura 1-34 - Mix de produção de eletricidade por sistema electroprodutor (2008) [18]**

Nos seguintes dois gráficos é apresentado o saldo importador e a autonomia energética dos diferentes países da união europeia.

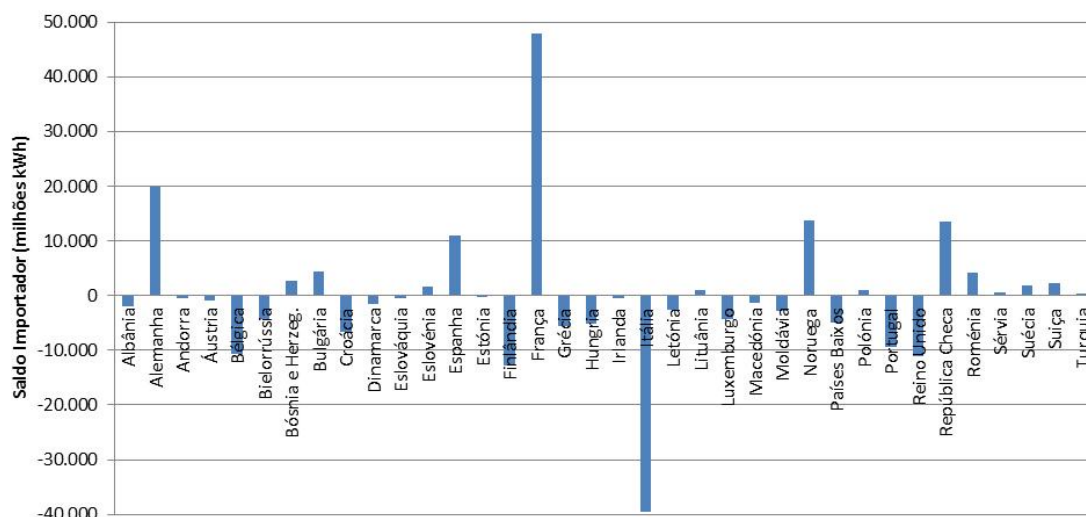


Figura 1-35 - Saldo Importador dos países da união europeia [34]

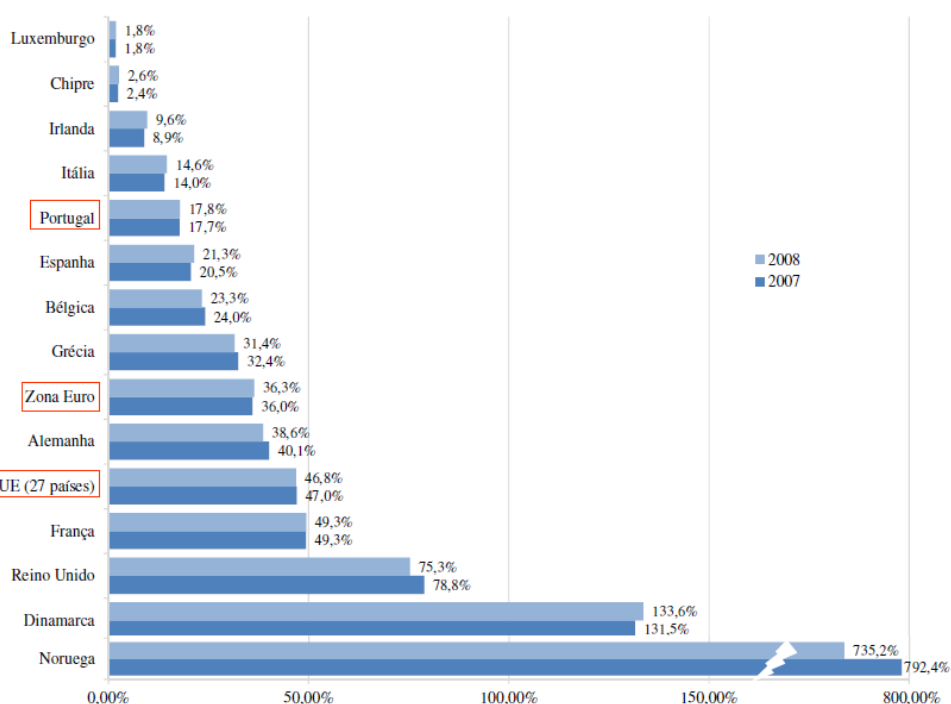
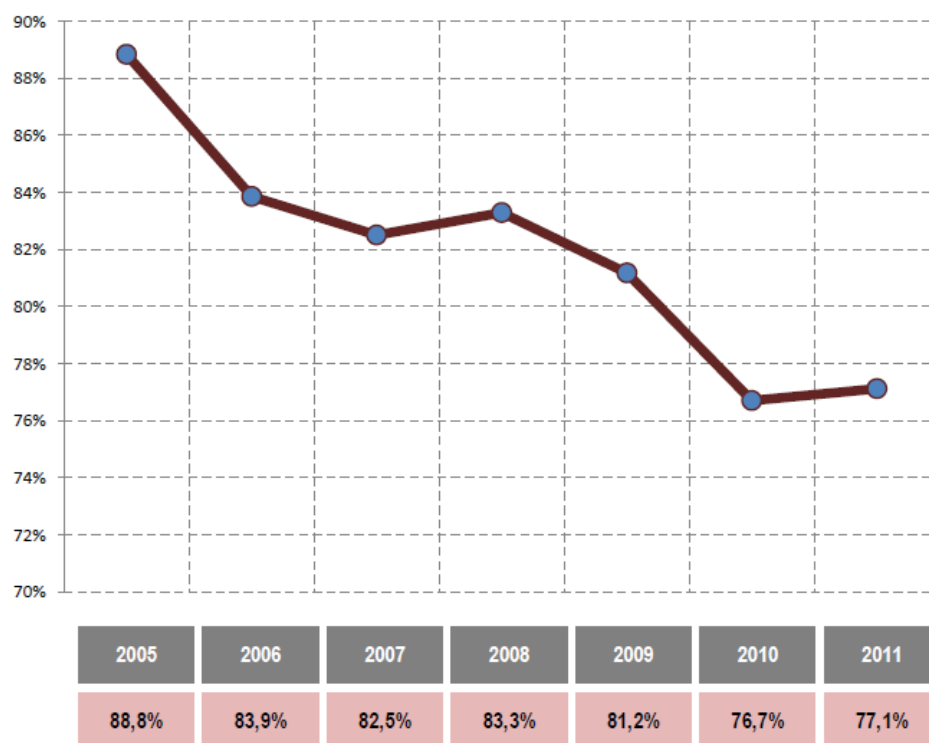


Figura 1-36 - Autonomia energética da União Europeia [18]

Portugal tem um saldo importador bastante negativo (maior número de importações, face ao menor número de exportações). Também se verifica que em termos de autonomia energética, está muito aquém da média da zona euro, ficando somente, à frente do Luxemburgo, do Chipre e de Itália, como demonstra a Figura 1-36. Embora ainda tenha um saldo importador negativo e uma baixa autonomia energética, Portugal tem melhorado os seus valores nestes aspetos devido

principalmente, ao aumento da PRE. Verifica-se no gráfico seguinte que Portugal melhorou a sua dependência energética e consequentemente reduziu o saldo importador [35].



**Figura 1-37 - Evolução da dependência energética de Portugal**



## Capítulo 2

### Análise das Tarifas do Sistema Elétrico Nacional e Estudo de Alternativas

#### 2.1 - Análise das Tarifas do Sistema Elétrico Nacional

##### 2.1.1 - Análise do Consumo e da Fatura de Cada Tipo de Consumidor

A eficiência energética é algo que se tem popularizado ao longo dos últimos anos e que todas as entidades envolvidas no sistema elétrico português apelam com frequência. Com base nos dados do ano de 2010, faz-se uma análise minuciosa, com vista a um melhor entendimento se essa mesma preocupação com a eficiência se traduz realmente nas várias tarifas do sistema elétrico nacional.

Tendo como população de estudo e análise os clientes finais de BTN com uma potência instalada inferior a 20,7 kVA, a tabela seguinte expõe o número de clientes e o respetivo consumo pelas existentes potências contratadas [17].

**Tabela 2-1 - Número de clientes e consumo anual por potência contratada**

<i>Potência Contratada (kVA)</i>	<i>Nº Clientes</i>	<i>Consumo anual (W)</i>
1,15	465.479	264.108
2,3	31.737	27.801
3,45	2.925.069	5.621.285
4,6	185.289	397.676
5,75	97.797	240.711
6,9	1.615.694	4.572.123
10,35	455.268	1.763.732
13,8	181.159	976.369
17,25	58.950	402.162
20,7	213.899	2.106.723

Analogamente, a tabela seguinte apresenta, para cada nível de potência contratada, os consumos anuais e mensais e as respetivas faturas.

**Tabela 2-2 - Consumo e fatura anual e mensal por potência contratada (BTN)**

<i>Potência Contratada (kVA)</i>	<i>Consumo médio anual (W/ano)</i>	<i>Fatura média anual (EUR/ano)</i>	<i>Consumo médio mensal (W)</i>	<i>Fatura mensal (EUR/mês)</i>
<b>1,15</b>	567	81,8	47	7
<b>2,3</b>	876	131,1	73	11
<b>3,45</b>	1922	310,1	160	26
<b>4,6</b>	2146	357,8	179	30
<b>5,75</b>	2461	417,1	205	35
<b>6,9</b>	2830	483,3	236	40
<b>10,35</b>	3874	673,9	323	56
<b>13,8</b>	5390	925,0	449	77
<b>17,25</b>	6822	1165,6	569	97
<b>20,7</b>	9849	1611,0	821	134

Devido à grande variedade de consumos verificada em cada classe de potência contratada, a análise efetuada considerou diferentes estratos de consumo, com o intuito de caracterizar de um modo mais completo a realidade portuguesa.

Serão apresentados os resultados de diversos estudos por nível de tensão, comparando os diferentes tipos de consumidores, por classe de potência contratada e escalão de consumo.

**Tabela 2-3 - Os diferentes tipos de consumidores**

<i>Consumidor</i>	<i>Tipo de consumidor</i>
<b>M</b>	Consumidor médio.
<b>R1</b>	Consumidor com um consumo inferior em 75% em relação ao consumidor médio.
<b>R2</b>	Consumidor com um consumo inferior em 50% em relação ao consumidor médio.
<b>R3</b>	Consumidor com um consumo inferior em 25% em relação ao consumidor médio.



Tabela 2-4 - Os diferentes tipos de consumidores (Cont.)

<i>Consumidor</i>	<i>Tipo de Consumidor</i>
<b>A1</b>	Consumidor de duplica o consumo em relação ao consumidor médio.
<b>A2</b>	Consumidor com um consumo superior em 75% em relação ao consumidor médio.
<b>A3</b>	Consumidor com um consumo superior em 50% em relação ao consumidor médio.
<b>A4</b>	Consumidor com um consumo superior em 25% em relação ao consumidor médio.

Na tabela seguinte está indicado o consumo anual, para cada tipo de consumidor, relativamente à sua potência contratada.

Tabela 2-5 - Consumo para cada tipo de consumidor, relativamente à potência contratada (W/ano)

<i>Consumidor</i>	<i>Potência Contratada (kVA)</i>									
	<b>1,15</b>	<b>2,3</b>	<b>3,45</b>	<b>4,6</b>	<b>5,75</b>	<b>6,9</b>	<b>10,35</b>	<b>13,8</b>	<b>17,25</b>	<b>20,7</b>
<b>M (médio)</b>	567	876	1.922	2.146	2.461	2.830	3.874	5.390	6.822	9.849
<b>R1 (-75%)</b>	142	219	480	537	615	707	969	1.347	1.706	2.462
<b>R2 (-50%)</b>	284	438	961	1.073	1.231	1.415	1.937	2.695	3.411	4.925
<b>R3 (-25%)</b>	426	657	1.441	1.610	1.846	2.122	2.906	4.042	5.117	7.387
<b>A1 (+100%)</b>	1.135	1.752	3.844	4.292	4.923	5.660	7.748	10.779	13.644	19.698
<b>A2 (+75%)</b>	993	1.533	3.363	3.756	4.307	4.952	6.780	9.432	11.939	17.236
<b>A3 (+50%)</b>	851	1.314	2.883	3.219	3.692	4.245	5.811	8.084	10.233	14.774
<b>A4 (+25%)</b>	709	1.095	2.402	2.683	3.077	3.537	4.843	6.737	8.528	12.311

Em seguida procede-se ao cálculo da fatura total de cada consumidor, dependendo da respetiva potência contratada.

Para tal, decidiu-se utilizar os preços relativos ao ano de 2010. Deste modo, calculou-se com base nos preços de energia e potência, apresentados no Anexo II “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros Serviços a Aplicar pelos Comercializador de Último Recurso em 2010”, a fatura para cada um dos diferentes consumidores [36].

Na seguinte tabela apresentam-se os resultados da fatura anual de cada de tipo de consumidor:

Tabela 2-6 - Fatura anual para cada tipo de consumidor, dependendo da sua potência contratada

Consumidor	Potência Contratada (kVA)									
	1,15	2,3	3,45	4,6	5,75	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7
M (médio)	82	131	310	358	417	483	674	925	1.166	1.611
R1 (-75%)	40	66	125	151	180	211	300	406	508	662
R2 (-50%)	54	88	187	220	259	301	425	579	727	978
R3 (-25%)	68	109	248	289	338	392	549	752	946	1.295
A1 (+100%)	138	218	557	634	733	847	1.172	1.618	2.042	2.877
A2 (+75%)	124	196	495	565	654	756	1.047	1.444	1.823	2.560
A3 (+50%)	110	174	434	496	575	665	923	1.271	1.604	2.244
A4 (+25%)	96	153	372	427	496	574	798	1.098	1.385	1.927

Como se pode verificar, a redução/aumento da fatura não está em consonância com a redução/aumento do consumo. Por exemplo, um consumidor médio (Consumidor M) com uma potência contratada de 3,45kVA, que consome 1922W num ano, paga por esse mesmo consumo 310€. Se esse mesmo consumidor conseguir uma redução no seu consumo de 50% (Consumidor R2), pagará 187€. Noutras palavras, por 50% de redução do seu consumo, “somente” logra uma redução de 39% na sua fatura final.

Posteriormente apresentam-se alguns gráficos para outros casos, com vista a um melhor entendimento desta matéria.

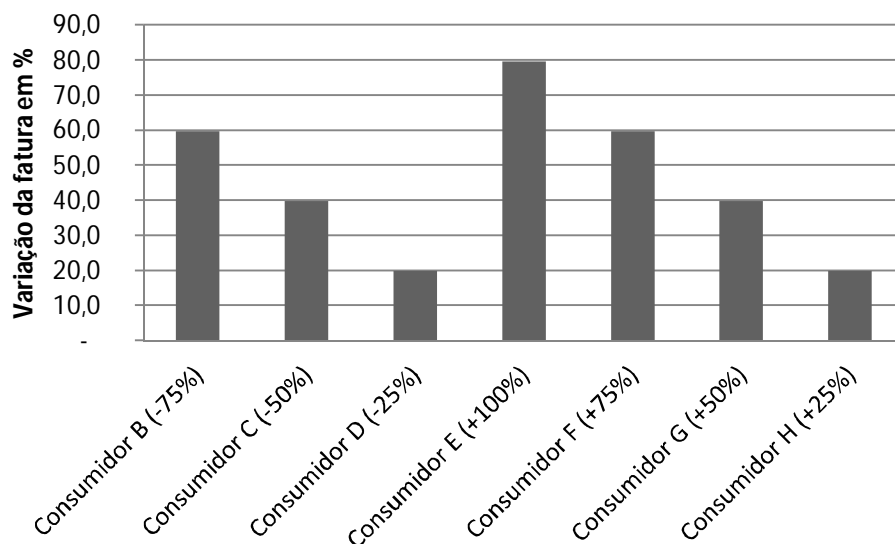
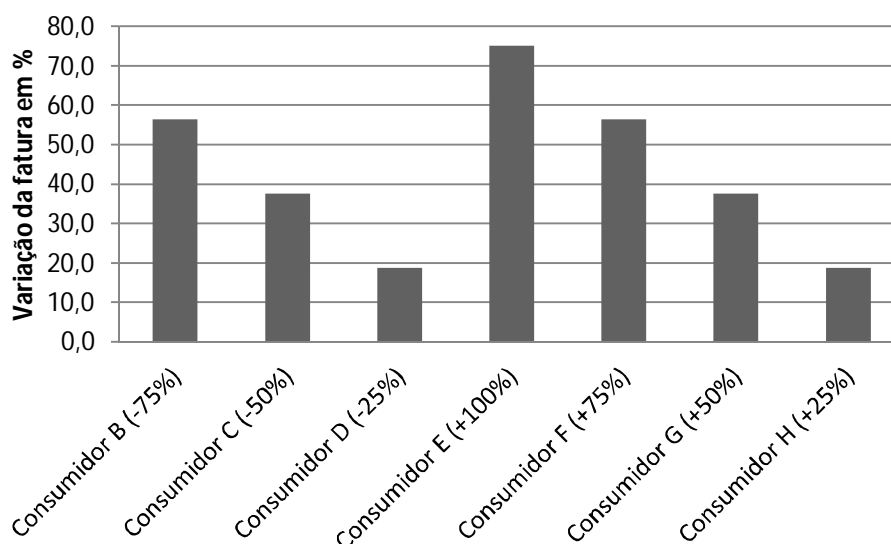
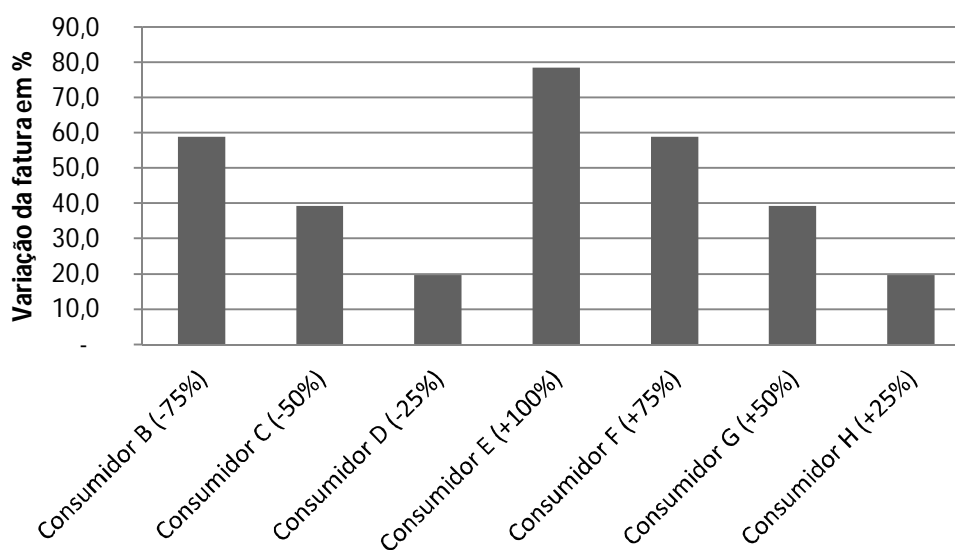


Figura 2-1 - Percentagem da variação da fatura total, para cada tipo de consumidor, com 3,45kVA de potência instalada



**Figura 2-2 - Percentagem da variação da fatura total, para cada tipo de consumidor, com 6,9kVA de potência instalada**



**Figura 2-3 - Percentagem da variação da fatura total, para cada tipo de consumidor, com 20,7kVA de potência instalada**

Como se pode verificar, a redução ou aumento da fatura final de cada consumidor, não corresponde à mesma poupança/excesso em relação ao consumo de referência. Verifica-se também que para potências contratadas e consumos mais elevados, a discrepância entre fatura e consumo é maior.

Com o atual sistema tarifário, o utilizador não vê o seu “esforço” recompensado pelo uso de equipamentos mais eficientes ou com a redução do seu consumo total. Como se explicará com mais detalhe nas secções adjacentes, esta disparidade deve-se, essencialmente, ao facto do grande peso

da tarifa Uso Global do Sistema (UGS) no cálculo da fatura final do consumidor. Na tabela seguinte poder-se-á ter uma mais clara ideia da relação entre a variação do consumo e a variação da fatura.

**Tabela 2-7 - Variação da relação consumo-fatura, par cada tipo de consumidor**

<i>(kVA)</i>	<i>Variação (%)</i>
Consumidor R1 (-75%)	57
Consumidor R2 (-50%)	38
Consumidor R3 (-25%)	19
Consumidor A1 (+100%)	-76
Consumidor A2 (+75%)	-57
Consumidor A3 (+50%)	-38
Consumidor A4 (+25%)	-19

## 2.1.2 - Análise das 5 Sub-tarifas Constituintes da Fatura Final de Eletricidade

Como é explicado no capítulo anterior<sup>18</sup>, a fatura de qualquer consumidor final de eletricidade está dividida em 5 sub-tarifas (Energia, Comercialização, UGS, Distribuição e Transporte), contabilizadas em relação à potência contratada e à energia consumida, num certo espaço de tempo.

As próximas tabelas apresentam a fatura total de cada consumidor, dividida nas 5 sub-tarifas que a compõem e o peso que representa cada uma. Para o cálculo das várias tarifas, foram utilizados os valores das tabelas fornecidas pela ERSE para o ano de 2010 (Ver Anexo III “Preço das tarifas por atividade para 2010”).

**Tabela 2-8 - Valor das 5 sub-tarifas e seus respectivos pesos na fatura total, para uma potência contratada de 3,45kVA (EUR/ano)**

<i>Potência (kVA)</i>	<i>Consumidor</i>	<i>Tipo de Tarifa</i>					
		<b>Energia</b>	<b>Comer.</b>	<b>UGS</b>	<b>Transp.</b>	<b>Distri.</b>	<b>TOTAL</b>
<b>3,45</b>	<b>M (médio)</b>	111	7	90	13	89	310
	<b>R1 (-75%)</b>	28	7	40	3	47	125
	<b>R2 (-50%)</b>	56	7	57	7	61	187
	<b>R3 (-25%)</b>	83	7	73	10	75	249
	<b>A1 (+100%)</b>	222	8	157	26	144	557
	<b>A2 (+75%)</b>	194	8	141	23	130	496
	<b>A3 (+50%)</b>	167	8	124	20	116	434
	<b>A4 (+25%)</b>	139	7	107	16	102	372
	<b>Média</b>	125	7	99	15	96	341
	<b>Peso (%)</b>	37	2	29	4	28	100

<sup>18</sup> Ver secção 1.4 - Sistema Tarifário Português

Tabela 2-9 - Valor das 5 sub-tarifas e seus respectivos pesos na fatura total, para uma potência contratada de 4,6kVA (EUR/ano)

Potência (kVA)	Tipo de Tarifa						
	Energia	Comer.	UGS	Transp.	Distri.	TOTAL	
4,6	M (médio)	124	7	106	15	106	358
	R1 (-75%)	31	7	50	4	60	151
	R2 (-50%)	62	7	68	7	75	220
	R3 (-25%)	93	7	87	11	91	289
	A1 (+100%)	248	8	181	29	168	634
	A2 (+75%)	217	8	162	26	152	565
	A3 (+50%)	186	8	143	22	137	496
	A4 (+25%)	155	8	125	18	122	427
	Média	140	7	115	16	114	392
	Peso (%)	36	2	29	4	29	100

Tabela 2-10 - Valor das 5 sub-tarifas e seus respectivos pesos na fatura total, para uma potência contratada de 5,75kVA (EUR/ano)

Potência (kVA)	Tipo de Tarifa						
5,75		Energia	Comer.	UGS	Transp.	Distri.	TOTAL
	M (médio)	142	7	125	17	126	417
	R1 (-75%)	36	7	60	4	73	180
	R2 (-50%)	71	7	82	8	91	259
	R3 (-25%)	107	7	103	13	109	338
	A1 (+100%)	285	8	210	33	197	734
	A2 (+75%)	249	8	189	29	179	655
	A3 (+50%)	213	8	167	25	162	576
	A4 (+25%)	178	8	146	21	144	496
	Média	160	8	135	19	135	457
Peso (%)	35	2	30	4	30	100	

Tabela 2-11 - Valor das 5 sub-tarifas e seus respectivos pesos na fatura total, para uma potência contratada de 6,9kVA (EUR/ano)

<i>Potência (kVA)</i>	<i>Tipo de Tarifa</i>						
		<b>Energia</b>	<b>Comer.</b>	<b>UGS</b>	<b>Transp.</b>	<b>Distri.</b>	<b>TOTAL</b>
<b>6,9</b>	<b>M (médio)</b>	164	8	145	19	148	483
	<b>R1 (-75%)</b>	41	7	71	5	87	211
	<b>R2 (-50%)</b>	82	7	96	10	107	302
	<b>R3 (-25%)</b>	123	7	120	14	128	393
	<b>A1 (+100%)</b>	327	8	244	38	229	847
	<b>A2 (+75%)</b>	286	8	219	34	209	756
	<b>A3 (+50%)</b>	245	8	195	29	189	665
	<b>A4 (+25%)</b>	204	8	170	24	168	574
	<b>Média</b>	184	8	157	22	158	529
	<b>Peso (%)</b>	35	1	30	4	30	100

Tabela 2-12 - Valor das 5 sub-tarifas e seus respectivos pesos na fatura total, para uma potência contratada de 10,35kVA (EUR/ano)

<i>Potência (kVA)</i>	<i>Tipo de Tarifa</i>						
		<b>Energia</b>	<b>Comer.</b>	<b>UGS</b>	<b>Transp.</b>	<b>Distri.</b>	<b>TOTAL</b>
<b>10,35</b>	<b>M (médio)</b>	224	8	205	26	211	674
	<b>R1 (-75%)</b>	56	7	103	7	128	301
	<b>R2 (-50%)</b>	112	7	137	13	156	425
	<b>R3 (-25%)</b>	168	8	171	20	183	550
	<b>A1 (+100%)</b>	448	9	340	53	323	1.172
	<b>A2 (+75%)</b>	392	9	306	46	295	1.048
	<b>A3 (+50%)</b>	336	8	272	40	267	923
	<b>A4 (+25%)</b>	280	8	239	33	239	799
	<b>Média</b>	252	8	222	30	225	736
	<b>Peso (%)</b>	34	1	30	4	31	100

Tabela 2-13 - Valor das 5 sub-tarifas e seus respectivos pesos na fatura total, para uma potência contratada de 13,8kVA (EUR/ano)

Potência	Tipo de Tarifa						
13,8		Energia	Comer.	UGS	Transp.	Distri.	TOTAL
	M (médio)	312	8	281	37	288	926
	R1 (-75%)	78	7	140	9	172	406
	R2 (-50%)	156	8	187	18	211	579
	R3 (-25%)	234	8	234	27	249	752
	A1 (+100%)	623	10	469	73	443	1.619
	A2 (+75%)	545	10	422	64	405	1.445
	A3 (+50%)	467	9	375	55	366	1.272
	A4 (+25%)	389	9	328	46	327	1.099
	Média	350	9	304	41	308	1.012
Peso (%)	35	1	30	4	30	100	

Tabela 2-14 - Valor das 5 sub-tarifas e seus respectivos pesos na fatura total, para uma potência contratada de 17,25kVA (EUR/ano)

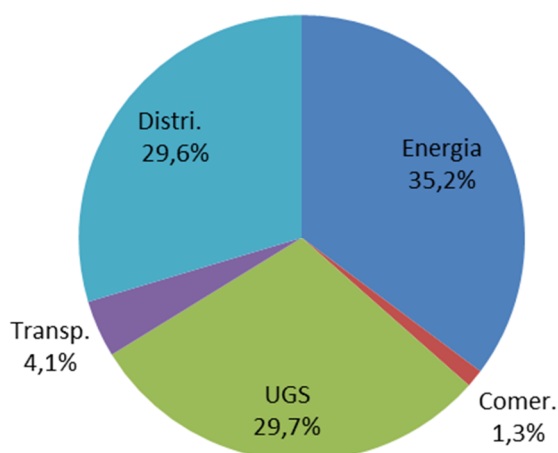
Potência	Tipo de Tarifa						
17,25		Energia	Comer.	UGS	Transp.	Distri.	TOTAL
	M (médio)	394	9	354	46	363	1.166
	R1 (-75%)	99	7	175	12	215	508
	R2 (-50%)	197	8	235	23	264	728
	R3 (-25%)	296	8	294	35	314	947
	A1 (+100%)	789	11	592	93	559	2.044
	A2 (+75%)	690	10	533	81	510	1.824
	A3 (+50%)	591	10	473	70	461	1.605
	A4 (+25%)	493	9	414	58	412	1.386
	Média	444	9	384	52	387	1.276
	Peso (%)	35	1	30	4	30	100



**Tabela 2-15 - Valor das 5 sub-tarifas e seus respectivos pesos na fatura total, para uma potência contratada de 20,7kVA (EUR/ano)**

Potência (kVA)	Tipo de Tarifa						
	Energia	Comer.	UGS	Transp.	Distri.	TOTAL	
20,7	M (médio)	569	10	483	67	483	1.612
	R1 (-75%)	142	7	225	17	270	662
	R2 (-50%)	285	8	311	33	341	979
	R3 (-25%)	427	9	397	50	412	1.295
	A1 (+100%)	1.139	13	827	134	767	2.878
	A2 (+75%)	996	12	741	117	696	2.562
	A3 (+50%)	854	11	655	100	625	2.245
	A4 (+25%)	712	10	569	84	554	1.929
	Média	640	10	526	75	519	1.770
	Peso (%)	36	1	30	4	29	100

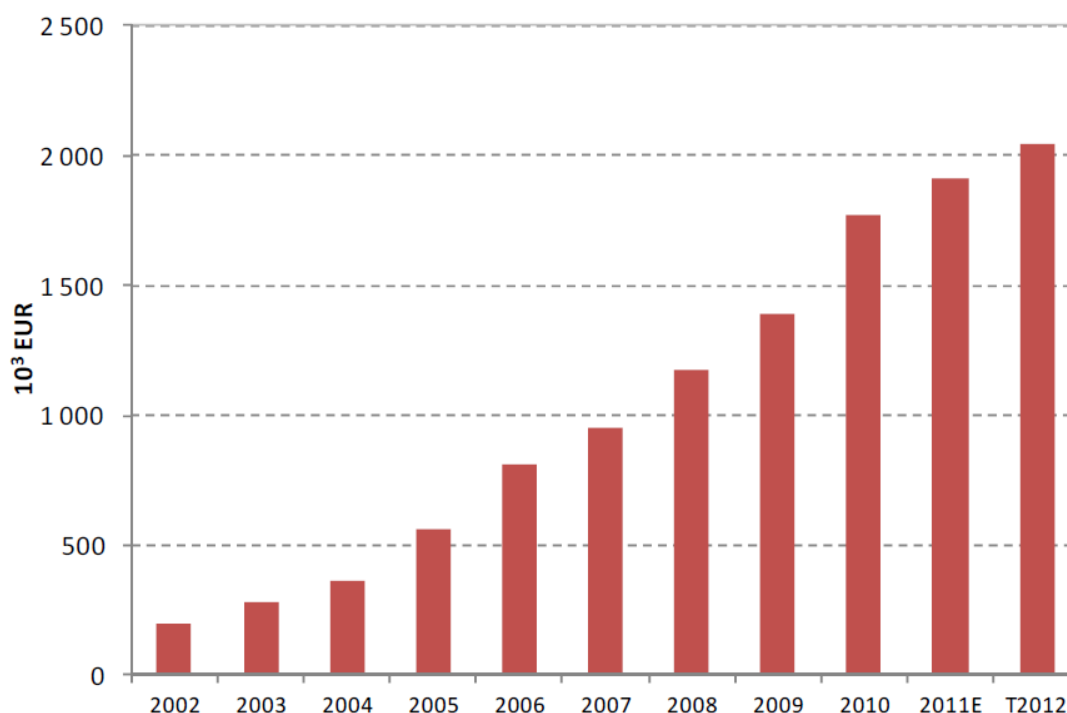
Como se pode verificar pelas tabelas anteriores, a sub-tarifa com mais peso na fatura, é a sub-tarifa da energia, ainda assim longe de representar o preço final. As sub-tarifas de UGS e de distribuição desempenham também um papel importante no total global. No gráfico seguinte, poder-se-á verificar, com mais detalhe, o contributo de cada parcela.



**Figura 2-4 - Percentagem de cada uma das sub-tarifas na fatura final**

## 2.2 - Análise da Sub-tarifa Uso Global do Sistema

Muita tinta se tem gasto e muito se tem falado acerca do aumento da fatura de eletricidade, principalmente da sub-tarifa UGS (Uso Global do Sistema). Isto deve-se essencialmente ao crescente valor do sobrecusto PRE, e ao facto desse mesmo sobrecusto no ano de 2009, ter sido transferido para défice tarifário, ao abrigo do DL<sup>19</sup> 165/2008 de 21 de Agosto, e assim, repercutido na tarifa UGS nos seguintes 15 anos. A figura seguinte evidencia isso mesmo.



**Figura 2-5 - Custo total com a aquisição a produtores em regime especial**

O CUR deve adquirir a energia elétrica que necessita para fornecer os seus clientes, no MIBEL. Contudo, tem a obrigação de adquirir toda a energia produzida pelos PRE, em primeiro lugar. Portanto, o preço final é sempre superior ao preço da energia no mercado *spot* (MIBEL), sendo taxado aos consumidores um sobrecusto a esse mesmo preço. Com isso, o preço final de energia elétrica, taxado aos consumidores finais de baixa tensão normal, é o preço dessa mesma energia adquirida nos mercados grossistas (*spot*, *contractos bilaterais*, *mercados diários*, etc.), somado aos custos unitários dos CIEG (custos de interesse económico e geral).

<sup>19</sup> Ver Decretos-Lei.

Toda a produção de energia elétrica em Portugal é subsidiada, quer seja por sobrecustos PRE (Produção em Regime Especial), CAE (Contractos de Aquisição de Energia), CMEC (Custos de Manutenção do Equilíbrio Contractual) ou por sobrecustos de Garantia de Potência.

### 2.2.1 - Sobrecusto PRE

Toda a energia produzida pelos PRE terá prioridade de entrada em operação em relação a qualquer outra fonte de produção, e prioridade na sua aquisição pelo CUR, a um preço fixo administrativamente<sup>20</sup>, variando esse mesmo preço em cada ano e consoante a tecnologia usada. O sobrecusto PRE é o diferencial positivo entre o preço no mercado grossista (em 2010 foi de 50 €/MWh, previstos pela ERSE) e o preço fixo administrativamente para esse mesmo ano. A energia excedente comprada pelo CUR é depois recolocada no mercado grossista e vendida a preço de fecho nesse momento desse mercado (tendencialmente a custo zero). Este custo é recuperado através da sub-tarifa Uso Global do Sistema. A duração da atribuição destas tarifas fixas é de 12 a 15 anos, dependendo da tecnologia e do ano de realização do projeto. Portanto, com a potência atualmente instalada, grande parte das entidades irá deixar de beneficiar destas tarifas entre 2020 e 2025.

Na tabela seguinte, apresenta-se o preço de compra de energia a cada uma das tecnologias PRE nos últimos anos, e o preço médio previsto pela ERSE, nesse mesmo ano [7].

**Tabela 2-16 - Custo de energia por tipo de tecnologia e preço previsto pela ERSE**

Tecnologia	Preço PRE (MWh)			
	2009	2010	2011	2012
Cogeração renovável.	89,8	90,5	95,1	100,8
Outra cogeração	97,8	104,2	118,9	133,1
Eólica	93,7	91,6	93,5	98,6
Hídrica	87,5	88,6	91,4	93,5
RSU	80,3	80,8	84	84,9
Biomassa	110,1	108,1	112,9	114,9
Biogás	106,4	107,2	110,7	111,2
Fotovoltaica	327,4	329,9	342,6	354,4
ERSE	70,8	50,8	46,6	60,1

Da análise da tabela anterior, verifica-se que quanto menor o preço no mercado grossista previsto pela ERSE, maior o sobrecusto PRE. Pode-se verificar isso mesmo, recorrendo ao gráfico seguinte.

<sup>20</sup> A energia obtida pelo CUR aos PRE é valorizada ao mesmo preço médio que as demais aquisições nos mercados organizados. A diferença é imputada na tarifa de Uso Global do sistema (UGS), no sobrecusto PRE e paga por todos os consumidores (exceto os consumidores industriais) independentemente do seu fornecedor.

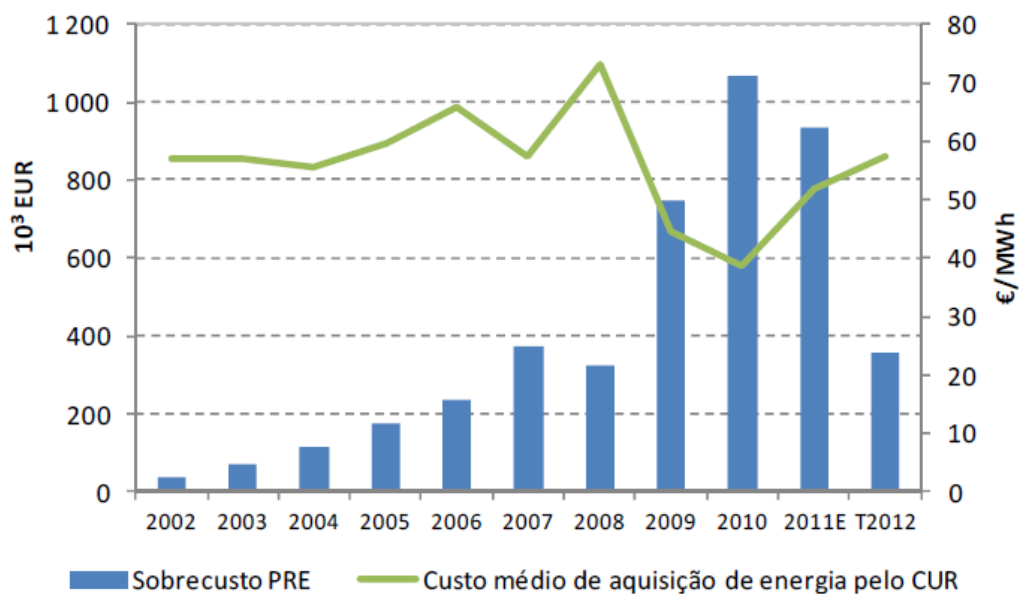


Figura 2-6 - Evolução do sobrecusto PRE, comparado com o custo médio de compra do CUR [37]

De realçar, que os preços médios de compra do CUR são diferentes dos previstos pela ERSE (Figura 2-7). Essa diferença criará um desvio, que posteriormente é recuperado ou pago pelos clientes finais, repercutida na sub-tarifa UGS.

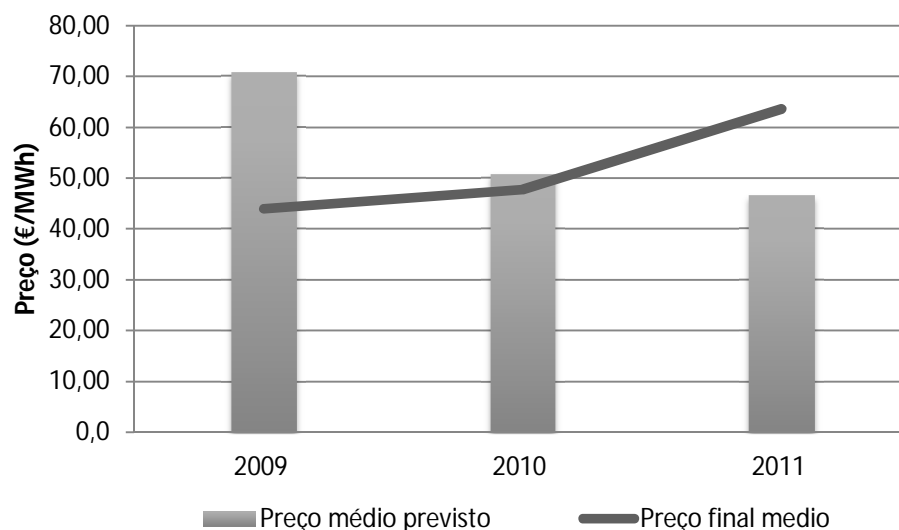


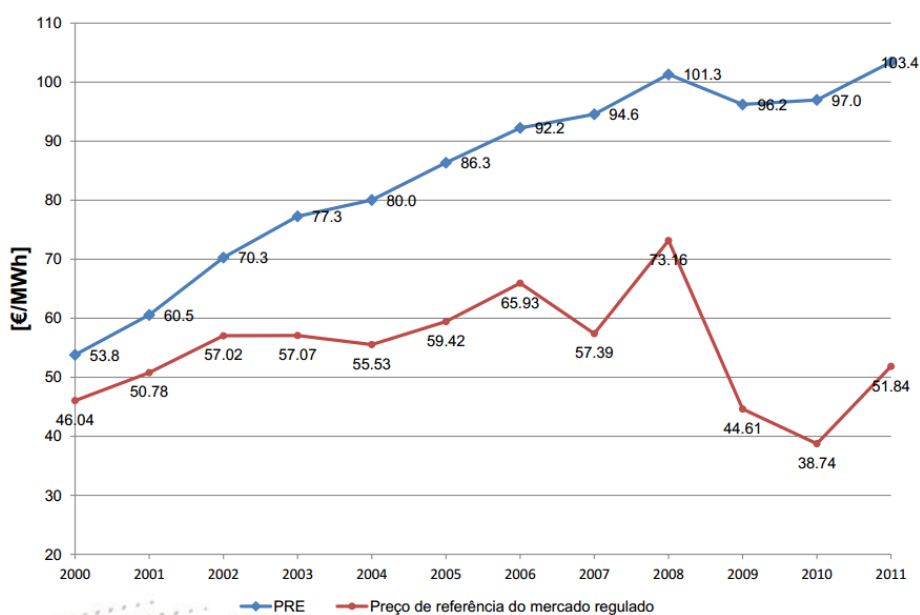
Figura 2-7 - Preços médio final e previsto de compra de energia

Como podemos verificar, com recurso à tabela seguinte, o valor do sobrecusto PRE foi aumentando nos últimos anos, apresentando uma quebra no ano de 2011 [38].

Tabela 2-17 - Valor do sobrecusto PRE (€/MWh)

Ano	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Sobrecusto PRE (€/MWh)	26	27	37	28	52	58	51

Como foi dito anteriormente, o sobrecusto PRE é suportado pelos consumidores de energia elétrica, com custos adicionais imputados nas tarifas. Verifica-se com base na Figura 2-8 que o preço de aquisição de energia aos PRE é muito superior ao preço da energia negociado<sup>21</sup> no MIBEL, na área portuguesa. Esta tendência tem vindo a acentuar-se nos últimos anos.

Figura 2-8 - Preço de compra de energia aos PRE e no mercado regulado<sup>22</sup>

### 2.2.2 - CAE (Contrato de Aquisição de Energia)

Toda a produção de energia elétrica em Portugal, a partir dos anos 80, esteve baseada em contratos de aquisição de energia elétrica (CAE). Estes contratos estavam assentes num acordo bilateral entre o sistema electroprodutor e um comprador único, que abastecia a quase totalidade dos consumidores finais. Com a entrada de Portugal no MIBEL (em 2007) e com a liberalização do sector, procedeu-se a uma reformulação do modelo do sector elétrico português, assemelhando-se da vizinha Espanha.

<sup>21</sup> Valor de referência para cálculo do diferencial de custo da PRE, incluindo nas tarifas de acesso.

<sup>22</sup> ERSE - Informação sobre produção em regime especial (PRE).

Portanto, a 15 de Junho de 2007, os CAE assinados entre a REN e os centros electroprodutores foram cessados e substituídos pelos CMEC (Custos de Manutenção do Equilíbrio Contractual), com a exceção de dois: os contractos celebrados com a Turbogás<sup>23</sup> e com a Tejo Energia<sup>24</sup>. Estes dois contractos terminarão em 2024 e 2021, respetivamente.

Estes contratos garantem a remuneração às centrais electroprodutoras, em função da potência disponível (encargo de potência), e com a energia produzida em função dos custos dos combustíveis e outros custos variáveis (encargo de energia). Portanto, os CAE proporcionavam (proporcionam) às entidades detentoras das centrais, lucros suficientes, fazendo com que os riscos de investimento e manutenção sejam quase nulos.

Os custos CAE são estimados a partir do preço médio da energia elétrica. Este preço é calculado através do valor dos custos variáveis sobre a energia produzida pela central, somado ao valor dos custos fixos dessa mesma central. Por outras palavras, quanto menos energia se produzir, mais alto será o valor dos custos fixos. Com a obrigatoriedade de escoamento de toda a energia produzida pelos PRE por parte do CUR, a energia solicitada a estas centrais vai diminuindo, e consequentemente, haverá um aumento dos custos fixos.

**Tabela 2-18 - Custos unitários de compra de energia aos produtores com CAE**

<i>Ano</i>	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>
<b>Custo unitário CAE (€/MWh)</b>	97,3	77,7	75,8

Como se verifica pela tabela anterior, o valor unitário dos CAE tem experimentado uma descida nos últimos anos, provavelmente devido ao abrandamento da subida dos custos dos combustíveis fósseis.

Este custo é repercutido na sub-tarifa Uso Global do sistema, paga por todos os consumidores finais.

### 2.2.3 - CMEC (Custos de Manutenção do Equilíbrio Contractual)

Como é explicado anteriormente, com cessação dos CAE, foram criados os CMEC. Esta alteração foi efetuada aquando da entrada de Portugal no MIBEL.

<sup>23</sup> Central da Tapada do Outeiro – Central de Ciclo Combinado a Gás Natural

<sup>24</sup> Central do Pego – Central a Carvão

Com esta alteração, estas centrais ficaram expostas às alterações da atividade de produção de energia e dos preços de mercado, introduzindo riscos anteriormente nulos no sistema de pagamento dos CAE.

Esta mudança teve como meta, a introdução destas centrais no mercado organizado, mas com a salvaguarda que a receita seria igual aquando do mecanismo CAE, funcionando os CMEC nesse sentido. Os mecanismos de pagamento CMEC deixarão de funcionar no ano de 2023.

Estes benefícios para as entidades detentoras das centrais, são pagos por todos os consumidores finais de energia elétrica, repercutidos na sub-tarifa Uso Global do Sistema.

**Tabela 2-19 - Custo unitário de compra de energia elétrica aos produtores com CMEC**

<i>Ano</i>	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>
<b>Custo unitário CMEC (€/MWh)</b>	101,03	72,02	53,40

#### 2.2.4 - Mecanismo de Garantia de Potência

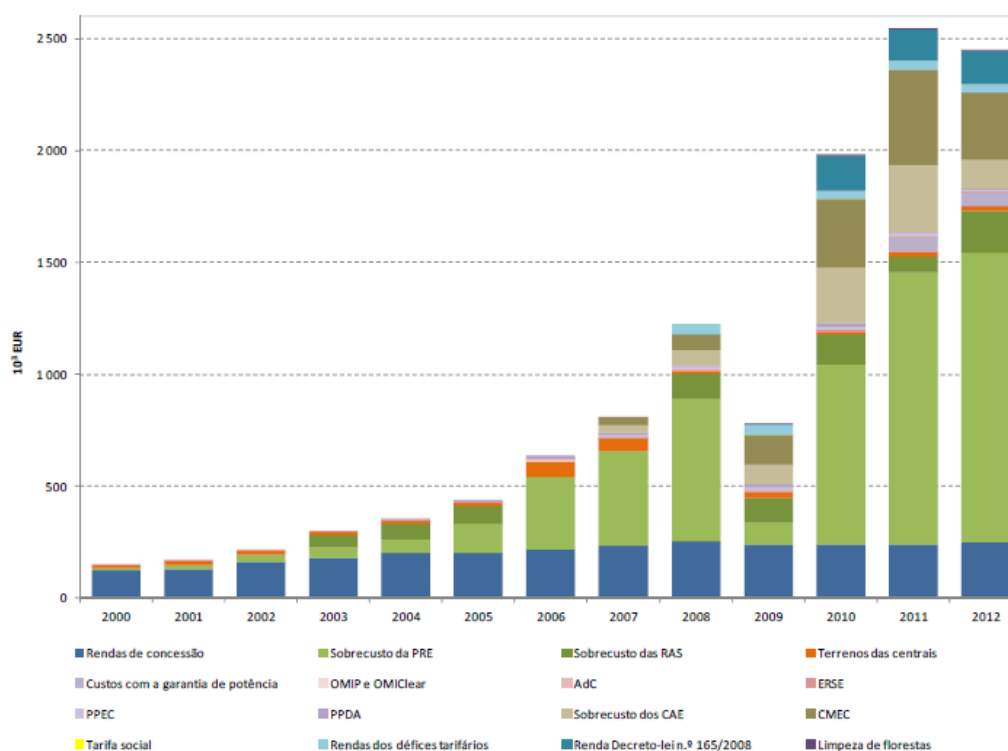
O mecanismo de garantia de potência abrange os produtores de regime ordinário, que não estejam abrangidos pelo CMEC ou pelo CAE. São beneficiários deste mecanismo todos os centros produtores em regime ordinário que tenham uma potência instalada igual ou superior a 50 MW, e que tenham entrado em funcionamento há menos de 10 anos. Este subsídio consiste, no pagamento de um valor por MW de potência instalada aos centros electroprodutores que cumpram os requisitos.

Este incentivo entrou em funcionamento em 2011 e é pago por todos os consumidores finais, dado se encontrar repercutido na sub-tarifa Uso Global do Sistema.

#### 2.2.5 - Peso dos Subsídios à Produção

Todos estes subsídios referentes às entidades detentoras de licenças de produção, são parte integrante dos Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral (CIEG), inseridos na sub-tarifa de UGS.

Pela análise da Figura 2-14, verifica-se que estes subsídios detêm a maior percentagem dos CIEG. Com base na mesma figura, fica demonstrado a crescente evolução dos CIEG, nestes últimos anos.



**Figura 2-9 - Custos de interesse económico geral desde 2000**

Dos fatores que mais contribuem para o elevado valor desta tarifa são o sobrecusto PRE, o CMEC e o CAE. A tabela seguinte faz referência ao peso destes custos na tarifa final. É notório um aumento de todos eles nos últimos 4 anos. No ano de 2009 o sobrecusto PRE é nulo por causa da transferência do défice tarifário para os 15 anos seguintes, como já foi referido anteriormente.

**Tabela 2-20 - Peso dos sobrecustos PRE, CMEC e CAE na tarifa final**

	2008	2009	2010	2011
Sobrecusto PRE	13%	0%	14%	18%
Sobrecusto CMEC	1%	3%	7%	9%
Sobrecusto CAE	1%	2%	4%	4%



## 2.3 - Impacto da Sub-tarifa Uso Global do Sistema

Como já foi verificado anteriormente, a sub-tarifa que mais tem aumentado estes últimos anos, é a sub-tarifa UGS. Adicionalmente, esta tarifa é a principal responsável pelo facto do sistema tarifário português, não incentivar à eficiência energética. Por outras palavras, o consumidor final, não vê recompensado na sua fatura final, a energia que eventualmente conseguiu poupar.

Com base nos diferentes tipos de consumidores finais retratados em “2.1.1 - *Análise do Consumo e da Fatura de Cada Tipo de Consumidor*”, analisa-se o comportamento e as diferentes parcelas da sub-tarifa UGS.

Com base no regulamento tarifário [14]<sup>25</sup>, a sub-tarifa UGS recupera os custos das atividades de Gestão Global do Sistema (GGS) e de compra e venda do agente comercial. A sua estrutura é composta por três parcelas.

**Tabela 2-21 - Sub-tarifa Uso Global do sistema, nos diferentes tipos de consumidores, com uma potência contratada de 3,45 kVA**

<i>Potência (kVA)</i>	<i>Consumidor</i>	<i>Consumo (W/ano)</i>	<i>UGS-I<sup>26</sup> (€/ano)</i>	<i>UGS-II<sup>27</sup> (€/ano)</i>	<i>UGS-III<sup>28</sup> (W/ano)</i>	<i>TOTAL (€/ano)</i>
3,45	M (médio)	1.922	4,6	85,6	-	90,25
	R1 (-75%)	480	1,2	38,8	-	39,95
	R2 (-50%)	961	2,3	54,4	-	56,72
	R3 (-25%)	1.441	3,5	70,0	-	73,49
	A1 (+100%)	3.844	9,2	148,1	-	157,32
	A2 (+75%)	3.363	8,1	132,5	-	140,56
	A3 (+50%)	2.883	6,9	116,9	-	123,79
	A4 (+25%)	2.402	5,8	101,3	-	107,02
	Média	2.162	5,19	93,45	-	99
	Peso (%)	-	5,3	94,7	-	

<sup>25</sup> Secção IX - Artigos 51.º, 52.º e 53.º

<sup>26</sup> UGS-I está relacionada com os custos de gestão do sistema.

<sup>27</sup> UGS-II está relacionada com os custos extraídos de medidas de sustentabilidade e coexistência de mercados e de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico (sobrecusto PRE, CMEC, CAE, défice tarifário, rendas aos municípios, etc.).

<sup>28</sup> UGS-III está relacionada com os custos do regime de garantia de potência.

Tabela 2-22 - Sub-tarifa Uso Global do sistema, nos diferentes tipos de consumidores, com uma potência contratada de 4,6 kVA

<i>Potência (kVA)</i>	<i>Consumidor</i>	<i>Consumo (W/ano)</i>	<i>UGS-I (€/ano)</i>	<i>UGS-II (€/ano)</i>	<i>UGS-III (W/ano)</i>	<i>TOTAL (€/ano)</i>
4,6	M (médio)	2.146	5,2	100,7	-	105,82
	R1 (-75%)	537	1,3	48,4	-	49,64
	R2 (-50%)	1.073	2,6	65,8	-	68,36
	R3 (-25%)	1.610	3,9	83,2	-	87,09
	A1 (+100%)	4.292	10,3	170,4	-	180,72
	A2 (+75%)	3.756	9,0	153,0	-	161,99
	A3 (+50%)	3.219	7,7	135,5	-	143,27
	A4 (+25%)	2.683	6,4	118,1	-	124,54
	Média	2.415	5,79	109,38	-	115
	Peso (%)	-	5,0	95,0	-	

Tabela 2-23 - Sub-tarifa Uso Global do sistema, nos diferentes tipos de consumidores, com uma potência contratada de 5,75 kVA

<i>Potência (kVA)</i>	<i>Consumidor</i>	<i>Consumo (W/ano)</i>	<i>UGS-I (€/ano)</i>	<i>UGS-II (€/ano)</i>	<i>UGS-III (W/ano)</i>	<i>TOTAL (€/ano)</i>
5,75	M (médio)	2.461	5,9	118,6	-	124,54
	R1 (-75%)	615	1,5	58,6	-	60,12
	R2 (-50%)	1.231	3,0	78,6	-	81,59
	R3 (-25%)	1.846	4,4	98,6	-	103,07
	A1 (+100%)	4.923	11,8	198,6	-	210,44
	A2 (+75%)	4.307	10,3	178,6	-	188,97
	A3 (+50%)	3.692	8,9	158,6	-	167,49
	A4 (+25%)	3.077	7,4	138,6	-	146,02
	Média	2.769	6,65	128,63	-	135
	Peso (%)	-	4,9	95,1	-	

Tabela 2-24 - Sub-tarifa Uso Global do sistema, nos diferentes tipos de consumidores, com uma potência contratada de 6,9 kVA

Potência (kVA)	Consumidor	Consumo (W/ano)	UGS-I (€/ano)	UGS-II (€/ano)	UGS-III (W/ano)	TOTAL (€/ano)
6,9	M (médio)	2.830	6,8	138,3	-	145,13
	R1 (-75%)	707	1,7	69,4	-	71,06
	R2 (-50%)	1.415	3,4	92,4	-	95,75
	R3 (-25%)	2.122	5,1	115,3	-	120,44
	A1 (+100%)	5.660	13,6	230,3	-	243,89
	A2 (+75%)	4.952	11,9	207,3	-	219,20
	A3 (+50%)	4.245	10,2	184,3	-	194,51
	A4 (+25%)	3.537	8,5	161,3	-	169,82
	Média	3.184	7,64	149,83	-	157
	Peso (%)	-	4,9	95,1	-	

Tabela 2-25 - Sub-tarifa Uso Global do sistema, nos diferentes tipos de consumidores, com uma potência contratada de 10,35 kVA

Potência	Consumidor	Consumo (W/ano)	UGS-I (€/ano)	UGS-II (€/ano)	UGS-III (W/ano)	TOTAL (€/ano)
10,35	M (médio)	3.874	9,3	195,5	-	204,76
	R1 (-75%)	969	2,3	101,0	-	103,35
	R2 (-50%)	1.937	4,6	132,5	-	137,15
	R3 (-25%)	2.906	7,0	164,0	-	170,96
	A1 (+100%)	7.748	18,6	321,4	-	339,96
	A2 (+75%)	6.780	16,3	289,9	-	306,16
	A3 (+50%)	5.811	13,9	258,4	-	272,36
	A4 (+25%)	4.843	11,6	226,9	-	238,56
	Média	4.358	10,46	211,20	-	222
	Peso (%)	-	4,7	95,3	-	

Tabela 2-26 - Sub-tarifa Uso Global do sistema, nos diferentes tipos de consumidores, com uma potência contratada de 13,8 kVA

Potência (kVA)	Consumidor	Consumo (W/ano)	UGS-I (€/ano)	UGS-II (€/ano)	UGS-III (W/ano)	TOTAL (€/ano)
13,8	M (médio)	5.390	12,9	267,9	-	280,83
	R1 (-75%)	1.347	3,2	136,5	-	139,76
	R2 (-50%)	2.695	6,5	180,3	-	186,78
	R3 (-25%)	4.042	9,7	224,1	-	233,81
	A1 (+100%)	10.779	25,9	443,1	-	468,93
	A2 (+75%)	9.432	22,6	399,3	-	421,90
	A3 (+50%)	8.084	19,4	355,5	-	374,88
	A4 (+25%)	6.737	16,2	311,7	-	327,86
	Média	6.063	14,55	289,79	-	304
	Peso (%)	-	4,8	95,2	-	

Tabela 2-27 - Sub-tarifa Uso Global do sistema, nos diferentes tipos de consumidores, com uma potência contratada de 17,25 kVA

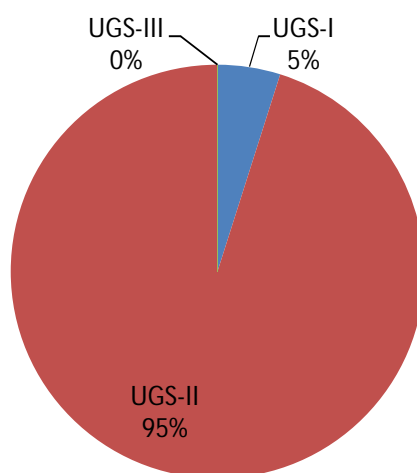
Potência (kVA)	Consumidor	Consumo (W/ano)	UGS-I (€/ano)	UGS-II (€/ano)	UGS-III (W/ano)	TOTAL (€/ano)
17,25	M (médio)	6.822	16,4	337,6	-	354,01
	R1 (-75%)	1.706	4,1	171,3	-	175,44
	R2 (-50%)	3.411	8,2	226,8	-	234,97
	R3 (-25%)	5.117	12,3	282,2	-	294,49
	A1 (+100%)	13.644	32,7	559,4	-	592,10
	A2 (+75%)	11.939	28,7	503,9	-	532,58
	A3 (+50%)	10.233	24,6	448,5	-	473,06
	A4 (+25%)	8.528	20,5	393,1	-	413,53
	Média	7.675	18,42	365,35	-	384
	Peso (%)	-	4,8	95,2	-	

**Tabela 2-28 - Sub-tarifa Uso Global do sistema, nos diferentes tipos de consumidores, com uma potência contratada de 20,7 kVA**

<i>Potência (kVA)</i>	<i>Consumidor</i>	<i>Consumo (W/ano)</i>	<i>UGS-I (€/ano)</i>	<i>UGS-II (€/ano)</i>	<i>UGS-III (W/ano)</i>	<i>TOTAL (€/ano)</i>
20,7	M (médio)	9.849	23,6	459,2	-	482,84
	R1 (-75%)	2.462	5,9	219,1	-	225,04
	R2 (-50%)	4.925	11,8	299,2	-	310,97
	R3 (-25%)	7.387	17,7	379,2	-	396,91
	A1 (+100%)	19.698	47,3	779,3	-	826,57
	A2 (+75%)	17.236	41,4	699,3	-	740,64
	A3 (+50%)	14.774	35,5	619,2	-	654,71
	A4 (+25%)	12.311	29,5	539,2	-	568,77
	Média	11.080	26,59	499,21	-	526
	Peso (%)	-	5,1	94,9	-	

Como se verifica, a parcela n.º 2 (UGS - II) é a que mais peso ostenta no total. Esta parcela corresponde aos custos de política energética e aos custos CIEG (Custos de Interesse Económico Geral). A parcela n.º 3 (UGS-III) corresponde ao mecanismo de Garantia de Potência, mas nesta situação será de valor nulo, pois este sobrecusto somente teve a sua entrada em vigor no ano de 2011.

Com base no gráfico seguinte demonstra-se que 95% da sub-tarifa UGS é formada pela parcela UGS-II, cabendo à parcela UGS-I a parte restante (5%).



**Figura 2-10 - Percentagem das parcelas constituintes da sub-tarifa UGS**

Como já anteriormente explicado, na parcela UGS-II estão inseridos os custos de política ambiental e energética, bem como os custos de interesse económico geral. Verifica-se na tabela seguinte, os diferentes custos que constituem a parcela UGS-II, bem como os seus respetivos pesos.

**Tabela 2-29 - Percentagem dos custos de política energética e CIEG**

<i><b>Custos de Políticas energéticas e CIEG</b></i>	<b>%</b>
Sobrecusto PRE	44,08
CMEC	16,70
CAE	13,58
Rendas de concessão da rede distribuição BT	13,09
Sobrecusto da RAA e RAM	7,32
Rendas défices tarifários BT (2006 e 2007)	1,10
Sobrecusto RAA e RAM (2006 e 2007)	1,08
Planos Promoção De Desempenho Ambiental	1,00
Terrenos das centrais	0,73
Plano de Promoção à Eficiência no Consumo	0,63
ERSE	0,35
Gestão das faixas dos combustíveis	0,25
OMIP e OMIClear	0,06
Autoridade Concorrência	0,02
Tarifa Social	0,01

Os CIEG e os custos de política energética (Tabela 2-29) são repercutidos, na sua maioria, na parcela UGS-II. Esta despesa é paga por todos os consumidores de energia elétrica, em função do seu consumo, excetuando os custos de produção através de fontes renováveis (Sobrecusto PRE) e os CMEC. Os primeiros são suportados pelos consumidores em BTN com potências contratadas superiores a 2,3 kVA e iguais ou inferiores a 41,4 kVA. Enquanto os CMEC são pago por todos os consumidores mas em função da sua potência contratada.

Em relação aos custos com as rendas de concessão da rede de distribuição em BT, estas são suportadas pelos clientes em BT, sendo estes custos repercutidos na sub-tarifa de Distribuição em BT.

Relativamente aos custos com o plano de Promoção à Eficiência no Consumo, são pagos por todos os consumidores, através das sub-tarifas de UGS, de Transporte e de Distribuição.

### 2.3.1 - Efeito do Corte dos Benefícios à Produção

Pretende-se verificar em seguida, como seria o sistema tarifário nacional sem os subsídios que auferem as várias entidades detentoras de licenças para a produção de energia elétrica, tais como o Sobrecusto PRE, os CMEC, os CAE e o custo do mecanismo de garantia de potência.

Será um cenário pouco provável de se concretizar, pelo facto de que com a ausência de subsídios à produção, o preço da energia elétrica no mercado grossista teria um preço superior ao atual. Tal situação ocorre pelo facto da escassa procura de energia elétrica por parte do CUR no mercado grossista, fazendo com que na formação do preço de mercado diário, o ponto de encontro entre a curva de oferta e a curva de procura se encontre num ponto mais baixo do gráfico, correspondendo a um preço menor. Na atual conjuntura, toda a PRE é vendida ao CUR, que tem a obrigação de integrar a respetiva produção nas suas ofertas de aquisição, fazendo com que reduza substancialmente a necessidade de procura no MIBEL. Isso acontece pelo facto de haver uma diminuição na procura de energia elétrica no MIBEL, por parte do CUR, devido à redução das suas necessidades para o fornecimento dos clientes finais.

Como anteriormente analisado, estes subsídios estão presentes na sub-tarifa de Uso Global do Sistema, mais precisamente na parcela UGS-II. Na tabela seguinte, compara-se esta parcela com e sem os subsídios à produção. Faz-se referência ao consumido médio (Consumidor M), aos consumidores com uma redução no consumo de 75% e 50% (Consumidor R1 e Consumidor R2, respetivamente) e aos consumidores com um aumento no consumo de 75% e 50% (Consumidor A2 e Consumidor A3, respetivamente), em relação ao consumidor médio.

**Tabela 2-30 - Comparação da parcela UGS-II com e sem subsídios à produção**

<b>Potência (kVA)</b>	<b>Tipo Consumidor</b>	<b>UGS-II (c/ subs.)</b>	<b>UGS-II (s/ subs.)</b>	<b>Diferença TOTAL (%)</b>
<b>3,45</b>	M	85,6	22	-20,5
	R1	38,8	9,9	-23,1
	R2	54,4	13,9	-21,7
	A2	132,5	34	-19,9
	A3	116,9	30	-20,0
<b>4,6</b>	M	100,7	25,8	-20,9
	R1	48,4	12,4	-23,8
	R2	65,8	16,9	-22,2
	A2	153	39,2	-20,1
	A3	135,5	34,7	-20,3

Tabela 2-31 - Comparação da parcela UGS-II com e sem subsídios à produção (Cont.)

<i>Potência (kVA)</i>	<i>Tipo Consumidor</i>	<i>UGS-II (c/ subs.)</i>	<i>UGS-II (s/ subs.)</i>	<i>Diferença TOTAL (%)</i>
<b>5,75</b>	M	118,6	30,4	-21,1
	R1	58,6	15,0	-24,2
	R2	78,6	20,2	-22,6
	A2	178,6	45,8	-20,3
	A3	158,6	40,7	-20,5
<b>6,9</b>	M	138,3	35,5	-21,3
	R1	69,4	17,8	24,5
	R2	92,4	23,7	-22,8
	A2	207,3	53,1	-20,4
	A3	184,3	47,2	-20,6
<b>10,35</b>	M	195,5	50,1	-21,6
	R1	101,0	25,9	-25,0
	R2	132,5	34,0	-23,2
	A2	289,9	74,3	-20,6
	A3	258,4	66,2	-20,8
<b>13,8</b>	M	267,9	68,7	-21,5
	R1	136,5	35,0	-25,0
	R2	180,3	46,2	-23,2
	A2	399,3	102,3	-20,5
	A3	355,5	91,1	-20,8
<b>17,25</b>	M	337,6	86,5	-21,5
	R1	171,3	43,9	-25,1
	R2	226,8	58,1	-23,2
	A2	503,9	129,2	-20,5
	A3	448,5	115,0	-20,8
<b>20,7</b>	M	459,2	117,7	-21,2
	R1	219,1	56,2	-24,6
	R2	299,2	76,7	-22,7
	A2	699,3	179,2	-20,3
	A3	619,2	158,7	-20,5

Verifica-se que, sem os subsídios de incentivo à produção, a fatura total diminuirá mais de 20%, como está demonstrado na quarta coluna das Tabela 2-30 e Tabela 2-31 (Diferença TOTAL). Em seguida procede-se à comparação da fatura total de energia elétrica, dos vários tipos de consumidor, com e sem os benefícios à produção.



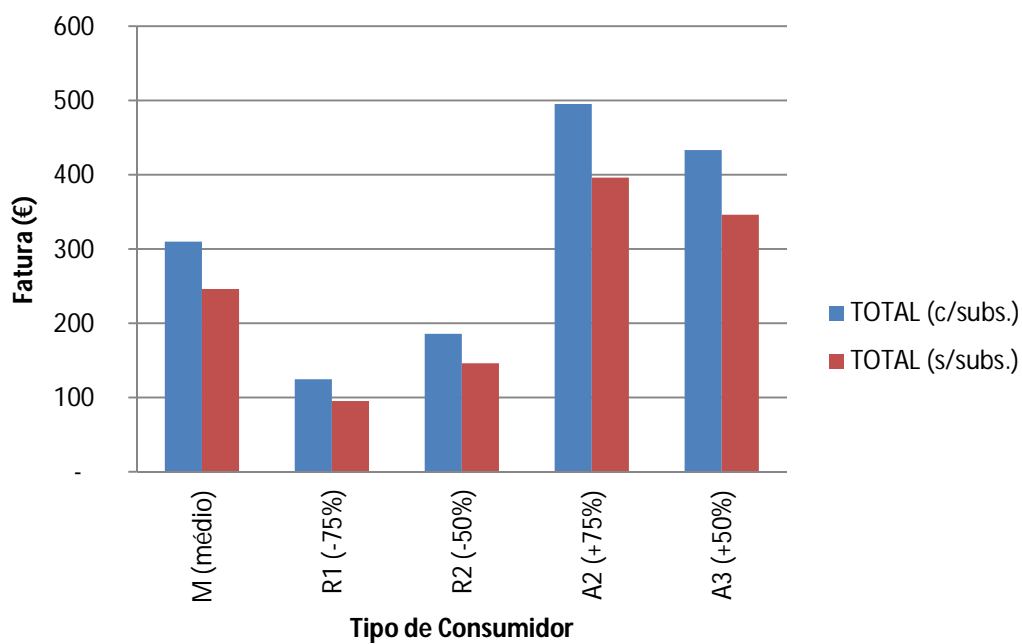


Figura 2-11 - Comparação da fatura total, com e sem subsídios à produção, para uma potência contratada de 3,45 kVA

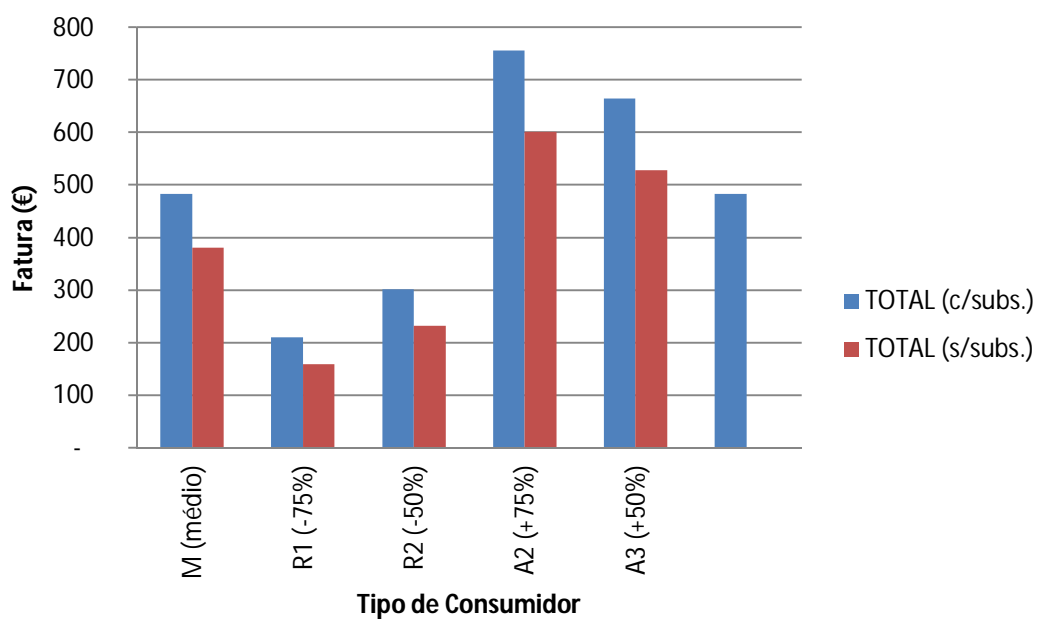
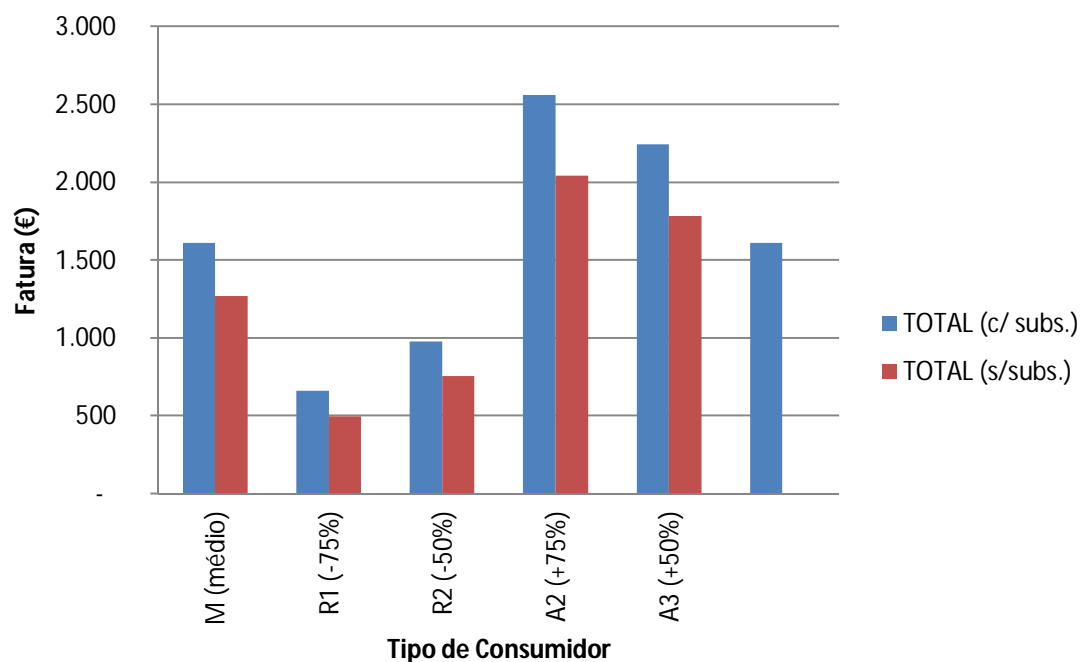


Figura 2-12 - Comparação da fatura total, com e sem subsídios à produção, para uma potência contratada de 6,9 kVA



**Figura 2-13 - Comparação da fatura total, com e sem subsídios à produção, para uma potência contratada de 20,7 kVA**

São diferenças bastante significativas mas inseridas num cenário de difícil concretização. Como foi dito anteriormente<sup>29</sup>, se não existissem subsídios à produção ou se a PRE não tivesse prioridade no seu escoamento, o CUR teria de comprar toda a energia para abastecer os seus clientes nos mercados grossistas. Deste modo, a procura nos mercados iria aumentar e com ela, provocaria uma subida dos preços nesse mesmo mercado<sup>30</sup>.

<sup>29</sup> Ver secção 1.3.3 - Caracterização preço de equilíbrio do mercado.

<sup>30</sup> Ver secção 1.3 - Formação dos preços da energia elétrica nos mercados grossistas.

## 2.4 - Estudo de Alternativas Tarifárias

Nesta secção serão considerados diferentes cenários tarifários, tendo como principal objetivo, a obtenção de resultados mais eficazes na ótica do consumidor final de baixa tensão, em relação à eficiência energética.

Como já foi referido e explicado na secção anterior, existem 3 sub-tarifas (energia, distribuição e UGS) que detêm a quase totalidade da fatura final de eletricidade do consumidor final. Dessas 3 sub-tarifas a que está 100% indexada à produção de eletricidade, é a sub-tarifa de energia. Nesse modo, é de extrema importância um estudo mais detalhado acerca dessa mesma sub-tarifa, criando hipotéticos cenários, com base num melhor entendimento da importância desta sub-tarifa no preço final da fatura. Simultaneamente verificar-se-á que um aumento do peso da sub-tarifa de energia no total global, permitirá obter um sistema mais apelativo em termos de eficiência energética.

O estudo consiste em fazer variar o peso da sub-tarifa de energia, e consequentemente o peso das restantes, mostrando que quanto maior for este peso, mais eficaz será a relação consumo-fatura. Por outras palavras, aumentando a peso da sub-tarifa de energia, mais visível será o aumento/diminuição do valor da fatura do consumidor final, dependendo do aumento/redução do seu consumo.

Em termos formais, este problema pode ser formalizado do seguinte modo:

### Função de proveito total

$$Z_{inicial} = c_1 \cdot X_1 + c_2 \cdot X_2 + c_3 \cdot X_3 + c_4 \cdot X_4 + c_5 \cdot X_5 = 2684.1 \text{ M€} \quad 2.1$$

### Nova proposta de pesos

$$Novos pesos = (c'_1, c'_2, c'_3, c'_4, c'_5) \quad 2.2$$

### Objetivo

$$\min = \sqrt{(c_1 - c'_1)^2 + (c_2 - c'_2)^2 + (c_3 - c'_3)^2 + (c_4 - c'_4)^2 + (c_5 - c'_5)^2} \quad 2.3$$

### Sujeito à restrição

$$Z = c'_1 \cdot X_1 + c'_2 \cdot X_2 + c'_3 \cdot X_3 + c'_4 \cdot X_4 + c'_5 \cdot X_5 = Z_{inicial} \quad 2.4$$

Onde,

$C_1$  = Peso da Sub-tarifa de Energia

$C_2$  = Peso da Sub-tarifa de Comercialização

$C_3$  = Peso da Sub-tarifa de Uso Global do sistema

$C_4$  = Peso da Sub-tarifa de Transporte

$C_5$  = Peso da Sub-tarifa de Distribuição

$X_1$  = Valor da Sub-tarifa de Energia

$X_2$  = Valor da Sub-tarifa de Comercialização

$X_3$  = Valor da Sub-tarifa de Uso Global do sistema

$X_4$  = Valor da Sub-tarifa de Transporte

$X_5$  = Valor da Sub-tarifa de Distribuição

Aplicou-se um método de otimização não-linear com restrições, recorrendo à ferramenta *Solver*, do *Microsoft Excel*. De referir que, foi assumido este pressuposto (proveito global constante), por se considerar que numa hipotética transição tarifária, com vista a um melhor incentivo à eficiência energética, seria de máximo interesse, admitir que o total global fosse o mesmo no ano (ou fase) de transição.

Todos os cálculos são referentes aos diferentes consumos médios e número de consumidores existentes em cada potência contratada, como é apresentado na tabela seguinte.

**Tabela 2-32 - Consumo anual e número de clientes**

<b>Potência Contratada (kVA)</b>	<b>Nº Clientes</b>	<b>Consumo anual (W)</b>
1,15	465.479	264.108
2,3	31.737	27.801
3,45	2.925.069	5.621.285
4,6	185.289	397.676
5,75	97.797	240.711
6,9	1.615.694	4.572.123
10,35	455.268	1.763.732
13,8	181.159	976.369
17,25	58.950	402.162
20,7	213.899	2.106.723

Na tabela seguinte, apresenta-se os resultados anteriormente obtidos, servindo de ponto de partida e de comparação.

**Tabela 2-33 - Percentagens e valores das sub-tarifas do consumidor final de BTN**

	<i>Energia</i>	<i>Comer.</i>	<i>UGS</i>	<i>Transp.</i>	<i>Distri.</i>	<i>TOTAL</i>
<b>Peso (%)</b>	35,2	1,3	29,7	4,1	29,6	100
<b>Valor (€)</b>	255	8	224	30	227	743

Apresenta-se em seguida o valor de cada uma das sub-tarifas, em função dos pesos acima descritos, para um consumidor médio, em cada escalão de potência contratada.

**Tabela 2-34 - Valor das sub-tarifas, em relação ao consumidor médio, por potência contratada**

<i>Potência Contratada</i>	<i>Energia</i>	<i>Comer.</i>	<i>UGS</i>	<i>Transp.</i>	<i>Distri.</i>	<i>TOTAL1</i>	<i>Total (M€)</i>
<b>3,45</b>	111	7	90	13	89	310	907,6
<b>4,6</b>	124	7	106	15	106	358	66,3
<b>5,75</b>	142	7	125	17	126	417	40,8
<b>6,9</b>	164	8	145	19	148	483	781,2
<b>10,35</b>	224	8	205	26	211	674	306,9
<b>13,8</b>	312	8	281	37	288	926	167,7
<b>17,25</b>	394	9	354	46	363	1.166	68,7
<b>20,7</b>	569	10	483	67	483	1.612	344,8
<b>TOTAL</b>							<b>2684,1</b>

#### 2.4.1 - Caso de Estudo n.º 1

Aumenta-se a sub-tarifa de energia e, consequentemente, diminuem-se as restantes, como é indicado na tabela seguinte (Peso inicial). Posteriormente recorre-se à ferramenta de cálculo do *Microsoft Excel*, o *Solver*, para obter uma solução ótima (Peso final). A única restrição que foi imposta foi a igualdade do total global (TOTAL= 2684,1 M€). Note-se que os valores correspondentes ao Peso Final são os mais próximos do Peso Inicial, que permitem manter o montante global inalterado.

**Tabela 2-35 - Percentagens e valores das sub-tarifas do consumidor final de BTN (caso de estudo n.º 1)**

	<i>Energia</i>	<i>Comer.</i>	<i>UGS</i>	<i>Transp.</i>	<i>Distrib.</i>	<i>TOTAL</i>
<b>Peso inicial (%)</b>	45	1	25	4	25	100
<b>Peso final (%)</b>	45,06	1,07	25,06	4,06	25,06	100

€	326,20	6,66	188,60	29,38	191,75	742,59
---	--------	------	--------	-------	--------	--------

Verifica-se que a restrição de manter o total global é satisfeita, havendo uma mudança no valor de cada sub-tarifa, apresentado na tabela abaixo.

**Tabela 2-36 - Tabela 2 19 - Valor das sub-tarifas, em relação ao consumidor médio, por potência contratada (caso de estudo n.º 1)**

<i>Potência Contratada</i>	<i>Energia</i>	<i>Comer.</i>	<i>UGS</i>	<i>Transp.</i>	<i>Distri.</i>	<i>TOTAL1</i>	<i>Total (M€)</i>
<b>3,45</b>	142	6	76	13	75	312	912,6
<b>4,6</b>	159	6	89	14	90	358	66,4
<b>5,75</b>	182	6	105	16	107	416	40,7
<b>6,9</b>	209	6	122	19	125	482	778,6
<b>10,35</b>	286	7	173	26	179	670	305,1
<b>13,8</b>	399	7	237	36	244	922	167,0
<b>17,25</b>	504	7	299	45	307	1.162	68,5
<b>20,7</b>	728	8	407	66	408	1.618	346,0
<b>TOTAL GLOBAL</b>							<b>2684,1</b>

#### 2.4.2 - Caso de Estudo n.º 2

Analogamente ao caso de estudo anterior, aumenta-se a sub-tarifa de energia, e mais uma vez, diminui-se as restantes, continuando como única restrição, o mesmo valor do total global (2684,1 M€).

**Tabela 2-37 - Percentagens e valores das sub-tarifas do consumidor final de BTN (caso de estudo n.º 2)**

	<i>Energia</i>	<i>Comer.</i>	<i>UGS</i>	<i>Transp.</i>	<i>Distrib.</i>	<i>TOTAL</i>
<b>Peso inicial (%)</b>	60	1	17	4	18	100
<b>Peso final (%)</b>	60,12	1,15	17,12	4,12	18,12	101
<b>€</b>	435,23	7,13	128,85	29,81	138,66	739,68

Observa-se novamente que o total global se mantém, havendo alterações nos valores das sub-tarifas, relativamente aos seus pesos finais. A tabela abaixo apresenta esses mesmos resultados.

**Tabela 2-38 - Valor das sub-tarifas, em relação ao consumidor médio, por potência contratada (caso de estudo n.º2)**

<b>Potência Contratada</b>	<b>Energia</b>	<b>Comer.</b>	<b>UGS</b>	<b>Transp.</b>	<b>Distri.</b>	<b>TOTAL</b>	<b>Total (M€)</b>
<b>3,45</b>	190	6	52	13	54	315	922,1
<b>4,6</b>	212	7	61	15	65	359	66,5
<b>5,75</b>	243	7	72	17	77	415	40,6
<b>6,9</b>	279	7	84	19	90	479	774,1
<b>10,35</b>	382	7	118	26	129	663	301,6
<b>13,8</b>	532	7	162	36	176	914	165,5
<b>17,25</b>	673	8	204	46	222	1.153	68,0
<b>20,7</b>	972	9	278	67	295	1.620	346,6
<b>TOTAL GLOBAL</b>							<b>2684,1</b>

### 2.4.3 - Caso de Estudo N.º 3

Por último, e seguindo o mesmo padrão, aumentou-se, mais uma vez, o peso da sub-tarifa de energia, diminuindo os pesos das demais sub-tarifas. Outras alternativas poderiam ser consideradas, embora o objetivo principal deste estudo fosse sublinhar o peso da sub-tarifa de energia. A restrição continuou a ser a mesma, ou seja, o total global não se podia alterar (TOTAL GLOBAL= 2684,1 M€).

**Tabela 2-39 - Percentagens e valores das sub-tarifas do consumidor final de BTN (caso de estudo n.º 3)**

	<b>Energia</b>	<b>Comer.</b>	<b>UGS</b>	<b>Transp.</b>	<b>Distrib.</b>	<b>TOTAL</b>
<b>Peso inicial (%)</b>	<b>75</b>	<b>1</b>	<b>10</b>	<b>3</b>	<b>11</b>	100
<b>Peso final (%)</b>	75,17	1,22	10,18	3,17	11,18	101
<b>€</b>	544,24	7,58	76,60	22,98	85,54	736,93

Comprova-se que a restrição é garantida, havendo alterações somente, no valor das sub-tarifas, consoante os seus pesos finais.

Tabela 2-40 - Valor das sub-tarifas, em relação ao consumidor médio, por potência contratada (caso de estudo n.º 3)

<i>Potência Contratada</i>	<i>Energia</i>	<i>Comer.</i>	<i>UGS</i>	<i>Transp.</i>	<i>Distri.</i>	<i>TOTAL1</i>	<i>Total (M€)</i>
<b>3,45</b>	237	7	31	10	33	318	931,0
<b>4,6</b>	265	7	36	11	40	359	66,6
<b>5,75</b>	304	7	43	13	48	414	40,5
<b>6,9</b>	349	7	50	15	56	477	769,9
<b>10,35</b>	478	7	70	20	80	655	298,4
<b>13,8</b>	665	8	96	28	109	906	164,1
<b>17,25</b>	842	8	121	36	137	1.143	67,4
<b>20,7</b>	1.215	9	165	51	182	1.623	347,2
<b>TOTAL GLOBAL</b>							<b>2684,1</b>



## 2.5 - Elasticidade dos Consumidores

Esta secção apresenta o conceito de elasticidade e ilustra, à luz deste conceito, os impactos potenciais de diferentes alternativas tarifárias na variação do consumo.

Seja qual for a área de atividade, não basta subir os preços dos produtos, para se obter mais dinheiro em caixa. A subida acentuada dos preços normalmente acarreta uma redução no consumo do produto. Portanto dependerá da reação da procura desse mesmo produto, com o novo preço, e este variará mediante vários fatores, tais como, o rendimento das famílias, a prioridade de compra de tal produto ou o preço da concorrência.

A isto chama-se, a “Elasticidade dos Consumidores” e refere-se à variação percentual da procura, mediante uma variação de 1% do respetivo preço. Neste caso específico, esta elasticidade é a variação do consumo de energia elétrica, quando existe uma variação no preço dessa mesma energia.

Existem muitas variáveis que podem explicar a variação na procura de energia elétrica. Alguns estudos fazem referência à população, ao rendimento das famílias, ao preço da eletricidade, ao preço do gás ou do petróleo ou ao número de equipamentos eletrónicos por cada lar. Mas, por outro lado, existem outros fatores que podem influenciar a procura de energia elétrica, como a eficiência energética dos equipamentos ou as condições climáticas de uma determinada região.

A análise que se apresenta a seguir pretende evidenciar a relação entre a variação da tarifa de energia e o consumo (BTN) *per capita*, e foi baseada no estudo das variações destas grandezas, desde 1998 até ao ano de 2010.

Na tabela seguinte estão indicados os consumos *per capita* e a sua variação anual. Para uma análise mais concisa e devido ao constante aumento de equipamentos eletrónicos, subtraiu-se à variação anual do consumo, o crescimento devido a este fenómeno.

Estes dados são relativos aos preços praticados em baixa tensão normal. É também assumido que toda a energia produzida é igual à energia necessária para abastecer os consumidores<sup>31</sup>.

---

<sup>31</sup> Admitindo a inexistência de perdas nas linhas.

Tabela 2-41 - Evolução do consumo *per capita* entre 1998 e 2010

<i>Ano</i>	<i>Consumo per capita (MW)</i>
1998	1.901
1999	1.961
2000	1.966
2001	1.969
2002	2.021
2003	2.010
2004	2.007
2005	2.040
2006	1.960
2007	1.947
2008	1.819
2009	1.851
2010	1.839

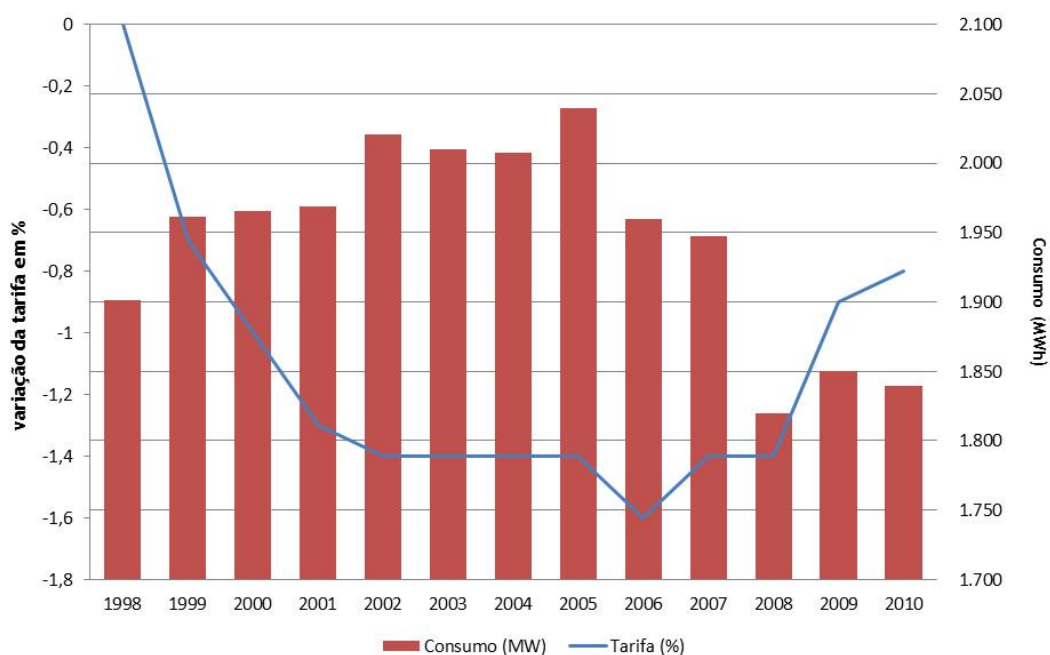
Apresenta-se na tabela seguinte, a evolução da tarifa de baixa tensão normal, entre os anos de 1998 e 2010. Note-se que a evolução do valor da tarifa é baseada em preço reais (preços constantes<sup>32</sup>), tendo como ano de base, o ano de 1998.

Tabela 2-42 - Evolução da tarifa de baixa tensão normal entre 1998 e 2010

<i>Ano</i>	<i>Evolução da tarifa (%)</i>
1998	-
1999	-0,7
2000	-0,3
2001	-0,3
2002	-0,1
2003	0,0
2004	0,0
2005	0,0
2006	-0,2
2007	0,2
2008	0,0
2009	0,5
2010	0,1

<sup>32</sup> Quando a tarifa está calculada a **preços constantes**, quando o valor da tarifa de cada ano é avaliado aos preços de um determinado ano, selecionado como ano base, que neste caso é o ano de 1998.

Pela análise do gráfico seguinte verifica-se que existe uma reação no consumo por parte dos consumidores à variação dos valores da tarifa praticados, existindo uma tendência genérica do tipo “oposição de fase”. Também se conclui que existem alguns anos onde esta premissa parece não se verificar. Estas exceções podem ser, em parte, explicadas por fatores climatéricos (temperatura extremas normalmente implicam maior consumo), do início da crise financeira, da variação média dos rendimentos familiares ou da alteração de outros fatores socioeconómicos.



**Figura 2-14 - Evolução da tarifa e dos consumos dos consumidores domésticos, entre 1998 e 2010 [15]**

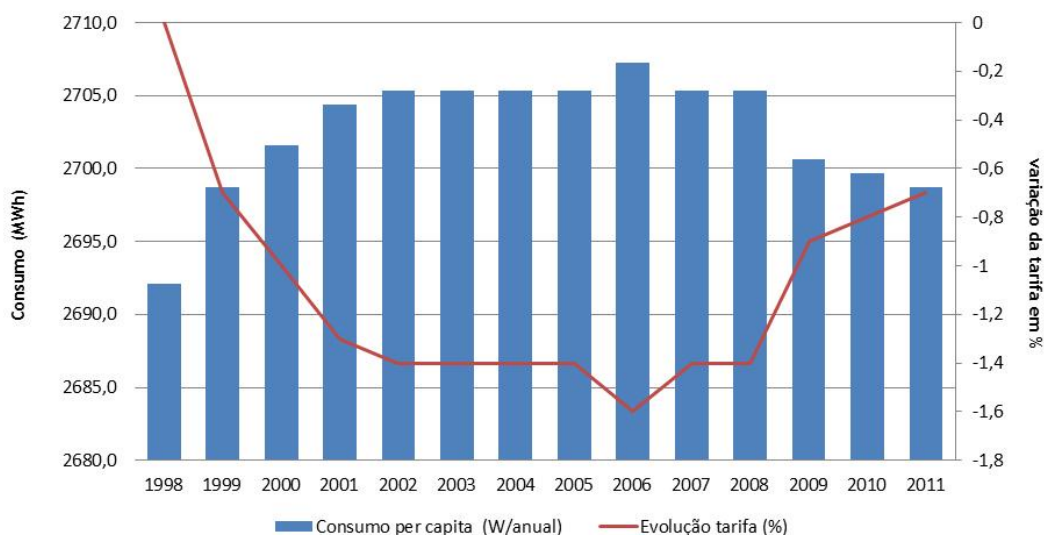
Devido à dificuldade no acesso a todos os fatores potencialmente influentes no consumo, os valores de elasticidade considerados serão baseados em estudos já realizados por outros investigadores.

### 2.5.1 – Ensaio N.º 1

Em "A Procura de Electricidade dos Clientes Residenciais" [39] verificou-se que, se a tarifa para um dado ano tiver um aumento de 1%, estima-se que a procura de eletricidade cairá 0,30%. Noutras palavras, a procura é considerada bastante inelástica, ou seja, a variação nas quantidades demandadas é menor que a variação no preço, concluindo-se desta forma, que os consumidores são pouco sensíveis à variação de preços. Tal reação deve-se principalmente, ao constante aumento do número de equipamentos eletrónicos em cada lar, e à dependência do ser humano na energia

elétrica. Também pode estar relacionado com o baixo peso da sub-tarifa de energia na fatura final<sup>33</sup>.

A título ilustrativo construiu-se o gráfico seguinte, admitindo um valor do coeficiente de elasticidade de -0.35 e constante ao longo dos anos. Os consumos foram determinados a partir deste coeficiente.



**Figura 2-15 - Evolução da tarifa de venda a clientes finais BTN e consumo per capita, entre 1998 e 2011, admitindo um coeficiente de elasticidade de 0,35**

Tal como no caso real (Figura 2-14), verifica-se que o consumo *per capita* se desenvolve em contraciclo em relação à evolução temporal da tarifa.

Seguidamente criaram-se várias situações com o intuito de demonstrar que quanto mais elevado for o peso da sub-tarifa de energia, maior seria o coeficiente de elasticidade por parte dos consumidores.

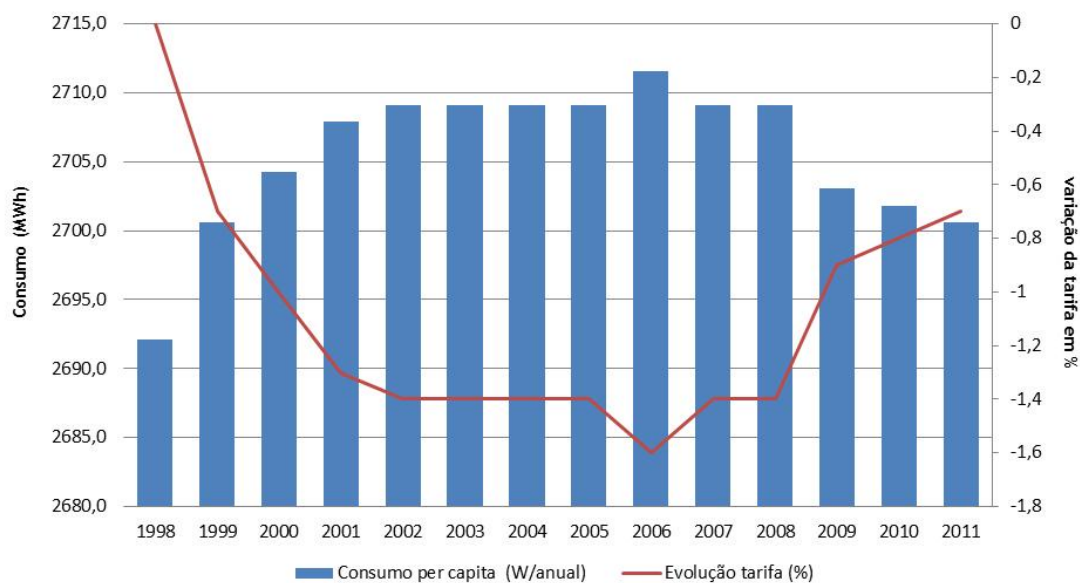
Verifica-se que, aumentando o valor do coeficiente de elasticidade, mais similar será a variação oposta entre o valor da tarifa e o consumo *per capita*. Utilizaram-se como valores do coeficiente de elasticidade -0,45 - 0,60 - 0,75. Valores estes, baseados nos diferentes pesos da sub-tarifa de energia, obtidos na Secção 2.2 - “Estudo de alternativas tarifárias”, produzido anteriormente.

<sup>33</sup> É interessante notar que a relação é muito mais acentuada entre os preços dos combustíveis e o seu consumo.

### 2.5.2 – Ensaio N.º 2

Procedeu-se ao aumento do coeficiente de elasticidade e estudou-se a mudança que provocará no consumo dos consumidores finais de BTN.

*Coeficiente de elasticidade = -0,45*



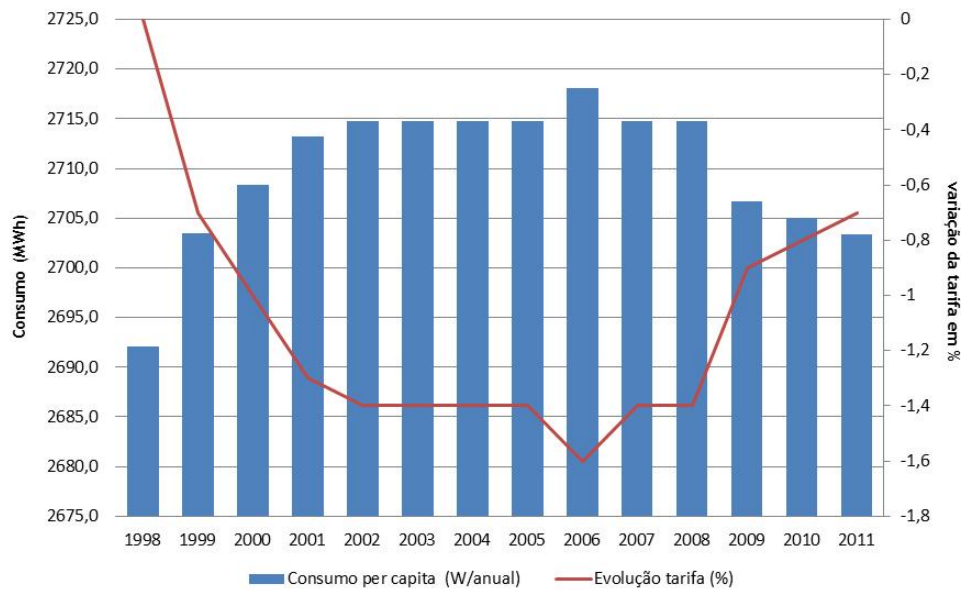
**Figura 2-16 - Evolução da tarifa de venda a clientes finais BTN e consumo per capita, entre 1998 e 2011, admitindo um coeficiente de elasticidade de 0,45**

Conclui-se que existe uma maior reação por parte dos consumidores em relação ao aumento ou diminuição da tarifa.

### 2.5.3 – Ensaio N.º 3

Mais uma vez aumentou-se o coeficiente de elasticidade para um valor mais elevado e estudou-se o comportamento do consumo para este caso.

*Coeficiente de elasticidade = 0,60*

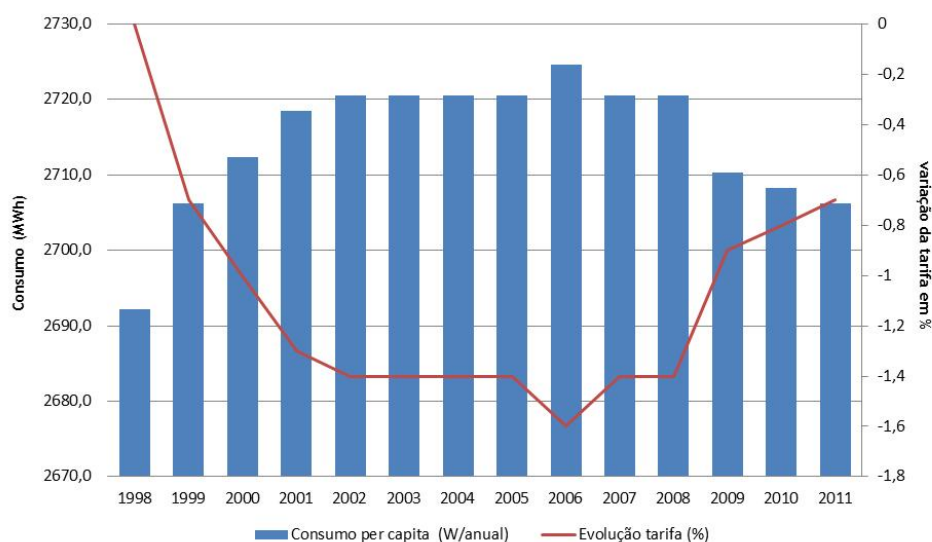


**Figura 2-17 - Evolução da tarifa de venda a clientes finais BTN e consumo per capita, entre 1998 e 2011, admitindo um coeficiente de elasticidade de 0,60**

#### 2.5.4 – Ensaio N.º 4

Por último, analisou-se a evolução do consumo para um coeficiente de elasticidade substancialmente superior ao que se verifica na realidade.

*Coeficiente de elasticidade = 0,75*



**Figura 2-18 - Evolução da tarifa de venda a clientes finais BTN e consumo per capita, entre 1998 e 2011, admitindo um coeficiente de elasticidade de 0,75**

Pela análise do comportamento dos consumidores, conclui-se que a elasticidade é baixa. Esta reação pode ser explicada pelo constante aumento dos equipamentos eletrônicos existentes em cada lar ou pelo desconhecimento dos consumidores em relação aos seus próprios consumos. As entidades comercializadoras devem incentivar os seus clientes a enviar as leituras dos seus consumos com maior regularidade. Desse modo, podem gerir de melhor forma os seus consumos, ficando a saber de forma mais exata os valores das suas faturas.

Com base nos resultados anteriores, ficou demonstrado que a elasticidade dos consumidores em relação à procura de eletricidade é rígida, cabendo aos comercializadores de energia elétrica um papel mais ativo na forma de informar os seus clientes, incentivando-os a um consumo mais racional e eficiente.

### 2.5.5 – Evolução do Consumo em Função do Coeficiente de Elasticidade

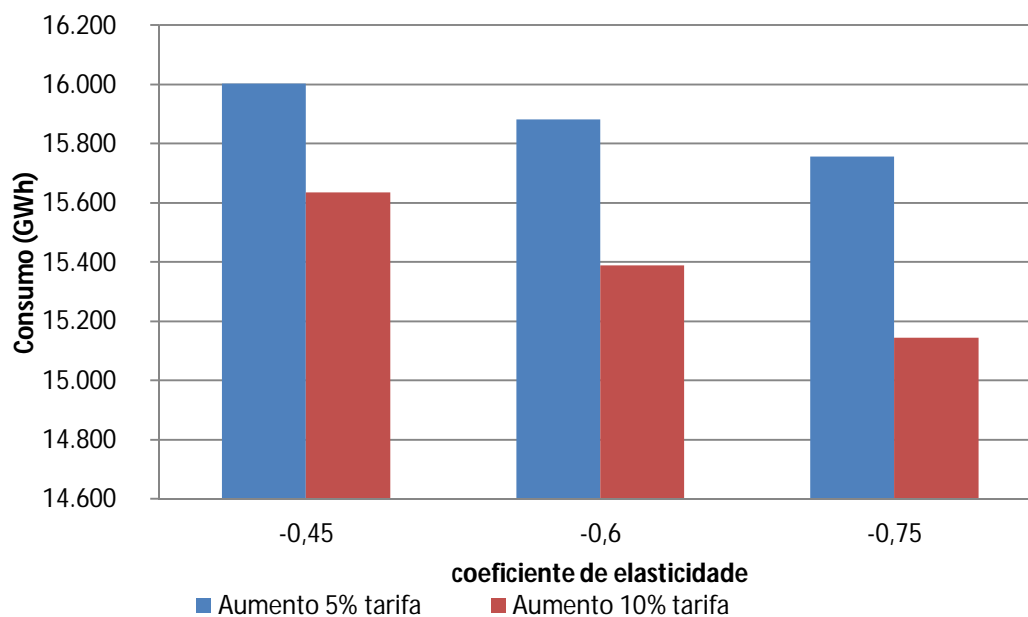
Com base na análise anterior, concluiu-se que o coeficiente de elasticidade varia em função da variação do peso da sub-tarifa de energia. Deste modo, para cada valor do peso da sub-tarifa energia, corresponde o mesmo valor do coeficiente de elasticidade, com sinal contrário. Num dos ensaios realizados anteriormente, se o peso da sub-tarifa de energia correspondesse o valor de 45%, então o valor do coeficiente de elasticidade seria de  $-0,45^{34}$ . A tabela seguinte indica quais seriam os valores dos diferentes coeficientes de elasticidade em função do peso da sub-tarifa de energia.

**Tabela 2-43 - Correspondência do coeficiente de elasticidade em relação ao peso da sub-tarifa de energia**

<i>Peso da sub-tarifa de energia (%)</i>	<i>Coeficiente de elasticidade</i>
35 (valor inicial)	-0,35 (valor inicial)
45	-0,45
60	-0,60
75	-0,75

Com base nesta relação, analisou-se o comportamento dos consumidores na eventualidade da tarifa sofrer um aumento de 5% ou de 10%. Como se verifica e como era de esperar, existe uma tendência para uma maior reação por parte dos consumidores a um aumento da tarifa, à medida que o peso da sub-tarifa de energia aumenta. A figura seguinte apresenta essa tendência por parte dos consumidores.

<sup>34</sup> Neste caso, se o valor da tarifa aumentasse 1%, o consumo responderia com uma diminuição de 0,45%.



**Figura 2-19 - Comportamento dos consumidores em função do coeficiente de elasticidade**

Pela análise da figura anterior, constata-se facilmente que, quanto mais elevado o coeficiente de elasticidade, maior será a reação do consumidor em relação ao seu consumo. Por outro lado, é natural esperar um aumento do coeficiente de elasticidade com o peso da tarifa de energia. Em síntese, para aumentar a resposta dos consumidores em termos de aumento de eficiência e de poupança energética, recomenda-se o aumento do peso da sub-tarifa de energia.



## Capítulo 3

### Considerações Finais

#### 3.1 - Conclusões

De acordo com a atribuição dos proveitos permitidos às várias entidades envolvidas no Sistema Elétrico Nacional, é possível concluir que, da forma como está concebido o Sistema Tarifário Nacional, o incentivo à eficiência energética é bastante reduzido. A sua conceção privilegiou fortemente a aditividade e a transparência, sem valorizar devidamente, o incentivo à eficiência energética. De acordo com ERSE [40]:

*“ O sistema tarifário e a metodologia de cálculo das tarifas, definidas no Regulamento Tarifário, devem promover de forma transparente a eficiência na afetação de recursos e a equidade e justiça das tarifas, sem esquecer a necessidade de manter o equilíbrio económico e financeiro das empresas reguladas, a qualidade do fornecimento de energia elétrica e a estabilidade da evolução tarifária.*

*A garantia da inexistência de subsídios cruzados nas tarifas de venda a clientes finais e nas tarifas de acesso impõe que as tarifas sejam determinadas de forma aditiva. Para que cada cliente pague na medida dos custos que causa no sistema, torna-se necessário que a tarifa que lhe é aplicada seja composta pelas tarifas por atividade que, por sua vez, são determinadas com base nos diferentes custos por atividade. As tarifas são estabelecidas por forma a proporcionar a cada atividade um montante de proveitos calculados de acordo com as fórmulas constantes no Regulamento Tarifário.”*

Torna-se evidente por este texto que a ERSE privilegiou a transparência e a aditividade do sistema tarifário. Esta filosofia tem, sem dúvida, o mérito de permitir justificar os diversos componentes das tarifas. Apresenta contudo a importante desvantagem de configurar um contexto pouco atraente em termos de incentivo à poupança. Com base nos estudos realizados, verificou-se que, se um consumidor reduzir ou aumentar o seu consumo, não experimenta, na mesma intensidade, essa mesma redução ou aumento na sua fatura final. Nos mesmos estudos verificou-se que, na estrutura do tarifário, a sub-tarifa Uso Global do Sistema (UGS) tem um peso muito

semelhante ao da sub-tarifa de energia. Esta realidade faz com que não seja congruente a relação entre a poupança/aumento do consumo e a redução/aumento da fatura final.

Ao contrário do que acontece, por exemplo, nos combustíveis para os transportes, onde a reação dos consumidores à variação dos preços é bastante elevada, na energia elétrica o mesmo não acontece. Como verificado anteriormente, o coeficiente de elasticidade por parte dos consumidores à variação do preço das tarifas é baixo. Este paradigma deve-se ao facto do crescente aumento dos equipamentos existentes em cada lar, das temperaturas extremas ocorridas num determinado ano ou devido à diminuição dos rendimentos familiares. A constante progressão da dependência elétrica faz com que, ainda que ocorra uma subida dos valores das tarifas, se possa verificar um aumento no consumo. Com base nos estudos realizados em 2.4 e 2.5, verifica-se que a elasticidade dos consumidores varia em função do peso da sub-tarifa de energia. Um aumento desta última, provocará uma maior reação por parte dos consumidores a uma variação no preço das tarifas. Analisando a Figura 2-19, demonstra-se que, face a um aumento do valor da tarifa em 5% ou 10%, é verificado um declínio no consumo. Esta descida é tanto maior, quanto mais elevado for o valor do coeficiente de elasticidade.

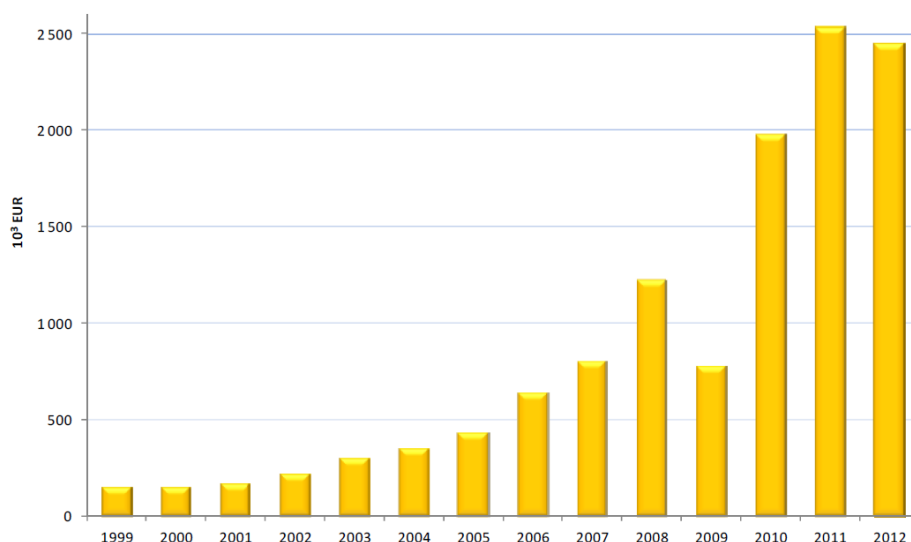
Partindo da análise desenvolvida, e explicado anteriormente, verifica-se que, um dos principais motivos do escasso incentivo à eficiência energética na perspectiva do sistema tarifário é o elevado peso da sub-tarifa do UGS que engloba, entre outros custos, os subsídios à produção (CMEC, CAE, mecanismo de potência e sobrecusto PRE). Estes subsídios, também chamados de Custos de Política Energética e de Interesse Geral, são atribuídos a todas as entidades produtoras de energia elétrica, reduzindo significativamente a exposição dos produtores aos riscos de procura e de evolução do preço de mercado de eletricidade.

Os CIEG têm sofrido um acentuado crescimento, desde o ano de 1999<sup>35</sup>. A evolução dos CIEG varia em sentido contrário à subida dos custos de energia, ficando explicado a evolução negativa verificada nos anos 2009 e 2012. De referir o facto de os consumidores industriais não pagarem os custos referentes à produção em regime especial<sup>36</sup> (Sobrecusto PRE).

---

<sup>35</sup> Ver Figura 3-1

<sup>36</sup> Custos suportados somente pelos consumidores BT com potências contratadas superiores a 2,3 kVA e inferiores ou iguais a 41,4 kVA.



**Figura 3-1 - Evolução dos custos de interesse económico geral desde 1999**

Em termos dos custos de produção, verifica-se que a energia solar fotovoltaica é a tecnologia que acarreta mais custos aos proprietários das centrais, mas por outro lado é uma tecnologia em claro progresso e com uma elevada margem de produção, sendo Portugal um dos melhores países para este tipo de produção (2.500 horas de sol anuais). Do mesmo modo, as centrais térmicas a gás natural são as que apresentam atualmente os menores preços de produção, e comparando com as restantes tecnologias térmicas tem a vantagem de ter um melhor rendimento e de ter um menor impacto ambiental (Tabela 3-1).

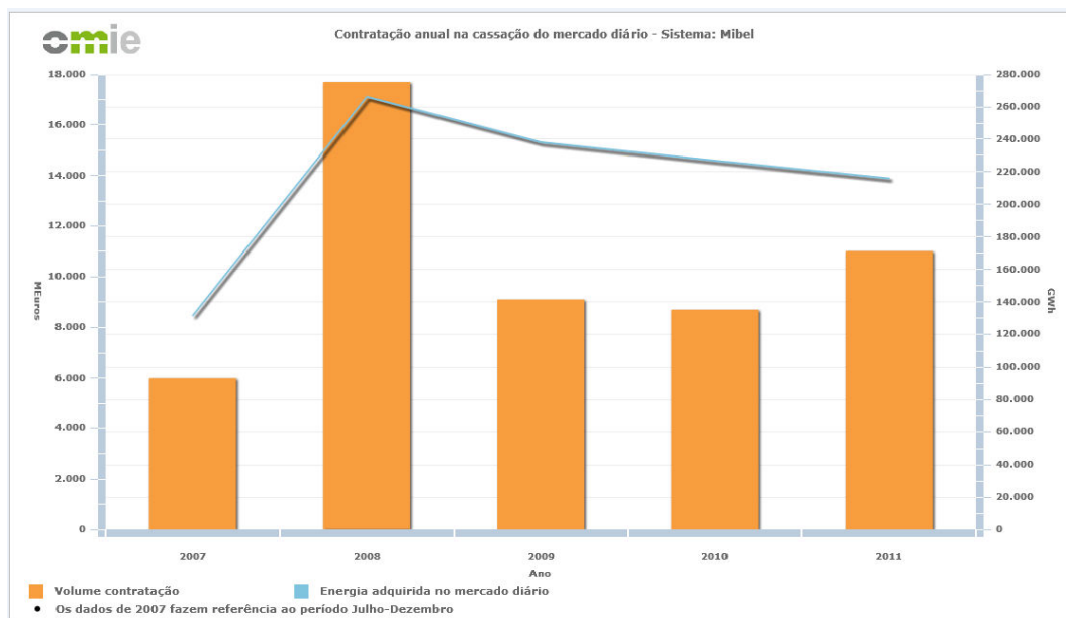
**Tabela 3-1 - Custos de produção de cada tecnologia**

<i>Tecnologia</i>	<i>Custos de Produção</i>
Eólica	75
Solar Fotovoltaica	215
Mini-hídricas	89
Grandes Hídricas	78
Térmica a Carvão	70 -80
Térmica CC a Gás Natural	45 - 50
Térmica Biomassa	75

De notar que os preços de produção das centrais térmicas são bastante flutuantes, pelo facto de estes estarem inteiramente indexados ao preço dos combustíveis. Pode-se verificar que até ao ano de 2010, com exceção da tecnologia solar fotovoltaica, o preço a pagar pelo CUR aos produtores em regime especial foi aumentando gradualmente, sendo o preço médio esperado para 2012 de 60€/MWh.

Adicionalmente, toda a PRE tem prioridade de escoamento, a uma tarifa fixa, não participando diretamente no mercado de produção. Contudo, com a obrigatoriedade de compra de toda a energia elétrica produzida em regime especial por parte do CUR, este último participa de

uma forma menos intensa no MIBEL, fazendo com que o preço da energia elétrica no mercado grossista diminua (Figura 3-2). Devido à sua volatilidade, os custos da PRE têm de ser parte integrante dos custos do sistema, devido à dificuldade em realizar previsões da sua produção, sendo custoso a sua integração no mercado grossista<sup>37</sup>.



**Figura 3-2 - Energia adquirida no mercado diário por parte do CUR**

Com base no estudo elaborado sobre os custos de produção de cada tecnologia existentes, conclui-se que o preço da energia elétrica no MIBEL não demonstra o real preço de produção de eletricidade, na medida que toda a produção auferir preços superiores aos do mercado grossista. Tal acontece pela atribuição de subsídios à produção, seja ela em regime ordinário (CMEC, CAE e mecanismo de potência), ou em regime especial (sobrecusto PRE).

Com a duração de um máximo de 15 anos, a grande maioria das entidades detentoras de licenças, irão deixar de beneficiar da tarifa fixa no ano de 2025, e por conseguinte, terão de vender a energia elétrica produzida no mercado grossista, mas mantendo provavelmente, a prioridade de escoamento. Dada a sua intermitência e irregularidade, espera-se que os futuros investimentos continuem a beneficiar de tarifas fixas, em maior ou menor valor.

Quanto aos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) que terminam em 2021 para a central a carvão e em 2024 para a central de ciclo combinado e aos Custos de Manutenção do Equilíbrio

<sup>37</sup> No caso de Espanha, os produtores de energia elétrica a partir de fontes renováveis podem decidir participar ou não no mercado. No entanto, o acesso ao mercado tem sido baixo (exceto a produção eólica) e noutros casos ainda não foi objeto de regulamentação, como é o caso da energia solar fotovoltaica. Os produtores que decidam participar no mercado, vendem a energia produzida ao preço de mercado, complementado com um incentivo.

Contratual (CMEC) que terminam em 2017, espera-se que estas centrais deixem de ser remuneradas da mesma forma. Provavelmente, a remuneração venha a ser atribuída por um pagamento pela disponibilidade, de acordo com Plano de Ação para as Energias Renováveis (PNAER). No que respeita ao subsídio de mecanismo de potência, neste momento está suspenso devido aos cortes orçamentais feitos pelo governo português, não havendo uma data conhecida para o seu eventual retorno.

No entanto, deve-se referir que, comparando com os outros países da União Europeia, Portugal é dos países que pratica os preços mais baixos de energia elétrica, em relação aos consumidores domésticos. Do mesmo modo, Portugal ocupa lugares de topo em relação à percentagem de produção de energias renováveis no total de produção, fazendo com que esteja no bom caminho para cumprir as metas impostas pela EU. Verifica-se igualmente, uma diminuição no saldo importador, fruto de um aumento da produção em regime especial.

Por fim, de acordo com o PNAER, os investimentos realizados na atribuição de mais licenças para a produção em regime especial são essencialmente para cumprir os pressupostos assumidos por Portugal, juntamente com os demais países da União Europeia (31% de produção através de energias renováveis no consumo final de energia). Além disso, o mesmo PNAER tem como meta o investimento em nova potência instalada em energia eólica, solar, biomassa e geotermia até ao ano de 2020. Adicionalmente, faz fortes investimentos em nova potência hídrica, por meio da construção de novas barragens e com a realização de reforços de potência em barragens já existentes. Por último, este mesmo plano faz referência à aposta na energia de ondas, havendo já um projeto-piloto, prevendo-se mais investimento nos próximos anos. No que às centrais térmica diz respeito, o PNAER prevê que estas últimas sejam utilizadas essencialmente para suprir a intermitência e a irregularidade das tecnologias de fontes renováveis.

### 3.2 – Desenvolvimentos Futuros

Este trabalho teve como foco os consumidores de baixa tensão, centrando-se sobretudo nos consumidores de baixa tensão normal<sup>38</sup>. Sugere-se a extensão da análise a todos os outros tipos de consumidores. Da mesma forma, também seria interessante analisar o que ocorre nos outros países, nomeadamente os europeus, em termos de conciliação do sistema tarifário com os planos de incentivo à eficiência energética.

---

<sup>38</sup> Consumidores com uma potência contratada até 20,7 kVA.

## Referências


- [1] DGEG, "Inquérito ao consumo de energia no sector doméstico," 2010. [Online]. Available: <http://www.dgeg.pt/>.
- [2] DGEG, "Direcção Geral de Energia e Geologia," 2012. [Online]. Available: <http://www.dgeg.pt/>.
- [3] J. P. T. Saraiva, J. L. P. P. da Silva e M. T. P. Leão, Mercados de Electricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes, Porto: FEUPedições, 2002.
- [4] ERSE, 2012. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/Paginas/home.aspx>.
- [5] REN, "Sistema Eléctrico Português," 2012. [Online]. Available: [http://www.ren.pt/vPT/Electricidade/SistemaElectricoNacional/Pages/electricidade\\_sistema-electrico-nacional.aspx](http://www.ren.pt/vPT/Electricidade/SistemaElectricoNacional/Pages/electricidade_sistema-electrico-nacional.aspx).
- [6] ERSE, "Informação sobre Produção em Regime Especial (PRE)," 2011. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/factosenumeros/Documents/SIPREJan12infoDez11.pdf>.
- [7] ERSE, "Informação sobre produção em regime especial (PRE)," 2012. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/factosenumeros/Documents/SIPREinfoFev12.pdf>.
- [8] ERSE, "Informação sobre o mercado liberalizado," 2012. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/liberalizacaodosector/informacaosobreomercadoliberalizado/Paginas/default.aspx>.
- [9] ERSE, "Resumo informativo mercado liberalizado de eletricidade," 2012. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/liberalizacaodosector/informacaosobreomercadoliberalizado/>.
- [10] OMIP, "The Iberian Energy Derivatives Exchange," [Online].
- [11] OMEL, [Online]. Available: <http://www.omelholding.es/omel-holding/>.
- [12] ERSE, "Descrição do funcionamento do MIBEL," 2009. [Online]. Available: [http://www.erse.pt/pt/electricidade/mibel/conselhodereguladores/Documents/Estudo\\_MIBEL\\_PT.pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/mibel/conselhodereguladores/Documents/Estudo_MIBEL_PT.pdf).
- [13] J. A. Peças Lopes e M. A. Matos, "As renováveis e os preços," 2012.
- [14] ERSE, "Regulamento Tarifário," 2011. [Online]. Available:

- [http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/tarifario/Documents/RT%20SE\\_Articulad\\_o\\_vs%20Internet.pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/tarifario/Documents/RT%20SE_Articulad_o_vs%20Internet.pdf).
- [15] ERSE, "Tarifa e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2012," 2011.
- [16] DGEG, "Consumos por concelho e por actividade," 2010. [Online]. Available: <http://www.dgeg.pt/>.
- [17] ERSE, "Caracterização da procura de energia eléctrica," 2011. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifasreguladasdeanosanteriores/2011>.
- [18] BPI, "O Sector Eléctrico em Portugal Continental," 2011.
- [19] Internacional Energy Agency, 2012. [Online]. Available: <http://www.iea.org/>.
- [20] ERSE, "Informação sobre Produção em Regime Especial," 2012. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/factosenumeros/Documents/SIPREinfoAbr12.pdf>.
- [21] REN - Informação mensal do sistema eletroprodutor, "REN," Abril 2012. [Online].
- [22] MEID, "Estratégia Nacional de Energia 2020," 2010.
- [23] Município de Sines, [Online]. Available: <http://www.sines.pt/PT/Actualidade/fotoscaracterizacao>.
- [24] Jornal de Notícias, 2007. [Online]. Available: [http://www.jn.pt/paginainicial/interior.aspx?content\\_id=696189](http://www.jn.pt/paginainicial/interior.aspx?content_id=696189).
- [25] Jornal Expresso, 2010. [Online]. Available: <http://expresso.sapo.pt/abranes-central-mini-hidrica-vai-ser-construida-no-acude-insuflavel-do-tejo=f612667>.
- [26] PNBEPH, "Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico," Instituto da Água, 2007. [Online]. Available: <http://pnbeph.inag.pt/np4/home.html>.
- [27] Portal de Energia, 2009. [Online]. Available: <http://www.portal-energia.com/funcionamento-da-energia-hidrica-barragens-hidroelectricas/>.
- [28] Agência Financeira, "Consumo de carvão sobe em 2012," 2012. [Online]. Available: <http://www.agenciafinanceira.iol.pt/empresas/electricidade-carvao-energia-central-termica-hidroeletrica-seca/1350519-1728.html>.
- [29] Tejo Energia, 2011. [Online]. Available: <http://www.tejoenergia.com/>.
- [30] DGEG, "Disponibilidade da Energia Elétrica para o Consumo," 2011. [Online]. Available: <http://www.dgeg.pt/>.
- [31] Faculdade de Ciência e Tecnologia, "Vantagens do Ciclo Combinado a Gás Natural," 2009. [Online]. Available: <http://bdigital.ufp.pt/bitstream/10284/952/2/22-39.pdf>.
- [32] ISEL, "Centrais Termoeléctricas do Ribatejo e do Carregado," 2005. [Online]. Available: [http://pwp.net.ipl.pt/deea.isel/ssenergia/Doc/Carregado\\_TER\\_30\\_11\\_04.pdf](http://pwp.net.ipl.pt/deea.isel/ssenergia/Doc/Carregado_TER_30_11_04.pdf).
- [33] PNAEE2015, "Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética," Ministério da Economia e Inovação, 2008. [Online]. Available: <http://www.adene.pt/pt-pt/PNAEE>.

- [34] EUROSTAT, [Online]. Available: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/>.
- [35] DGEG, "Balanço Energético Sintético," 2011. [Online]. Available: <http://www.dgeg.pt/>.
- [36] ERSE, "Tarifas e preços e outros serviços a aplicar pelo CUR aos fornecimentos a clientes finais de Portugal continental," ERSE, 2010.
- [37] ERSE, "Caracterização da Procura de energia Elétrica em 2012," 2012. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifas2012/>.
- [38] P. N. Ferreira, "O Preço das Renováveis," em *Ciclo de encontros sobre o preço da energia*, Lisboa, 2011.
- [39] M. M. G. Rodrigues, "Mestrado em Economia - "A Procura de Electricidade dos Clientes Residenciais"," Universidade de Coimbra, 2012.
- [40] ERSE, "Tarifas e preços do Sistema Tarifário para 2012," 2012. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/Paginas/default.aspx>.
- [41] EDP - Centros Produtores, [Online]. Available: [http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros\\_produtores/](http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/). [Accessed 2012].
- [42] APREN, 2012. [Online]. Available: <http://www.apren.pt/>.
- [43] EDP, "Nossa Energia - Centros Produtores," 2012. [Online]. Available: [http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros\\_produtores](http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores).
- [44] FEUP, [Online]. Available: <http://www.fe.up.pt>.



# Anexo I - Fatura de Eletricidade de um Consumidor de Baixa Tensão Normal



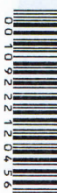
**Apoio Técnico**  
800 506 506 (24h por dia)


**Apoio Comercial**  
808 505 505 (8h às 20h/dias úteis)

**Leitura do Contador**  
800 507 507 (24h por dia)

Código de Identificação do Local: 0 073 349 998

2/2






**Detalhe da Facturação**

**Factura N.º 10372672040 de 10 de Janeiro de 2010 (2009-01-11 a 2010-01-10)**

Electricidade	Qtd.	Preço	Valor	IVA (%)
<b>Tarifa BTN-Simples 3,45 até 20,7 kVA</b>				
Consumo medido em kWh de 2009-01-08 a 2009-12-31	7901	0,1211	956,81	5
Consumo medido em kWh de 2010-01-01 a 2010-01-05	111	0,1285	14,26	5
Consumo estimado em kWh de 2010-01-06 a 2010-01-10	131	0,1285	16,83	5
Consumo já facturado em kWh de 2009-01-08 a 2009-01-10	0	0,1211	0,00	5
Potencia Contratada (6,9 kVA) em dias	355	0,3503	124,36	5
Potencia Contratada (6,9 kVA) em dias	5	0,3276	1,64	5
Potencia Contratada (6,9 kVA) em dias	5	0,3276	1,64	5
Taxa Exploração DGGE	12	0,0700	0,84	5
IVA ( 5 % * 1116,38 )			55,82	
<b>Total</b>			<b>€ 1.172,20</b>	
<b>Outros Débitos/Créditos</b>				
	Qtd.		Valor	IVA (%)
Contribuição áudio-visual (Nota de Débito n.º 00201853829)	12		21,00	5
IVA (5%* 21.00)			1,05	
<b>Total</b>			<b>€ 22,05</b>	
<b>Total facturado</b>			<b>€ 1.194,25</b>	

Parcela relativa ao acesso às redes, sem IVA: **€ 380,24** (valor independente do fornecedor de energia eléctrica)

NUNCA ASSINTE  
 PROCESSEDO POR COMPUTADOR - CONFIRME ESTE DOCUMENTO  
 EDP - Serviço ao Cliente: 800 506 506 - 808 505 505 - 800 507 507  
 Capital social: 10 100 000 Euros - Registo no CRC da Lisboa - NIPC 507 249 244



energia mais eficiente

## Anexo II - Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços a Aplicar pelo Comercializador de Último Recurso em 2010

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ( $\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)			PREÇOS	
Potência	(kVA)		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45		5,26	0,1730
	4,6		6,83	0,2245
	5,75		8,40	0,2761
	6,9		9,97	0,3276
	10,35		14,67	0,4823
	13,8		19,37	0,6369
	17,25		24,08	0,7915
	20,7		28,78	0,9462
Energia activa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		✓	0,1285
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	✓	0,1382
		Horas de vazio	✓	0,0742
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	✓	0,1520
		Horas de cheias	✓	0,1332
		Horas de vazio	✓	0,0742

\* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ( $\leq 2,3$ kVA)			PREÇOS	
Potência	(kVA)		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa social	1,15		0,53	0,0175
	2,3		0,92	0,0304
	1,15		2,13	0,0699
Tarifa simples	2,3		3,69	0,1214
Energia activa			(EUR/kWh)	
	Tarifa social		✓	0,0991
	Tarifa simples		✓	0,0991

## Anexo III - Preço das Tarifas por Atividade para o Ano de 2010

### Preços da Tarifa de Energia

PREÇOS DA TARIFA DE ENERGIA									
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Energia activa (EUR/kWh)							
		Períodos I e IV				Períodos II e III			
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,0603	0,0578	0,0415	0,0384	0,0610	0,0572	0,0430	0,0390
AT	4	0,0614	0,0588	0,0421	0,0388	0,0621	0,0582	0,0436	0,0395
MT	4	0,0643	0,0612	0,0434	0,0399	0,0650	0,0606	0,0450	0,0406
BTE	4	0,0694	0,0649	0,0467	0,0416	0,0694	0,0649	0,0467	0,0416
BTN tri-horárias	3	0,0693	0,0649	0,0453		0,0693	0,0649	0,0453	
BTN bi-horárias	2	0,0659		0,0452		0,0659		0,0452	
BTN simples (<=20,7 kVA)	1		0,0578				0,0578		
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1		0,0578				0,0578		
BTN (iluminação pública)	1		0,0512				0,0512		

### Preços da Tarifa de Comercialização

COMERCIALIZAÇÃO EM MAT, AT E MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)
		2,08	0,06850
Energia activa		(EUR/kWh)	
		0,0003	
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)
		2,24	0,07379
Energia activa		(EUR/kWh)	
		0,0002	
COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)
		0,56	0,01835
Energia activa		(EUR/kWh)	
		0,0031	

## Preços da Tarifa de Uso Global do Sistema

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA						
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência contratada (EUR/kW.mês)	Energia activa (EUR/kWh)			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,560	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016
AT	4	0,560	0,0017	0,0017	0,0016	0,0016
MT	4	0,560	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019
BTE	4	0,560	0,0036	0,0035	0,0035	0,0034
BTN tri-horárias	3	0,560	0,0358	0,0352	0,0342	
BTN bi-horárias	2	0,560	0,0353		0,0342	
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	0,560	0,0349			
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	0,560	0,0027			
BTN (iluminação pública)	1	-	0,0357			

## Preços da Tarifa de Uso da Rede de Transporte

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT										
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência em horas de ponta (EUR/kW.mês)	Energia activa (EUR/kWh)							
			Períodos I e IV				Períodos II e III			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
AT	4	3,259	0,0008	0,0007	0,0006	0,0006	0,0008	0,0007	0,0006	0,0006
MT	4	3,414	0,0008	0,0008	0,0006	0,0006	0,0008	0,0007	0,0006	0,0006
BTE	4	3,664	0,0009	0,0008	0,0006	0,0006	0,0009	0,0008	0,0006	0,0006
BTN tri-horárias	3	-	0,0451	0,0008	0,0006		0,0451	0,0008	0,0006	
BTN bi-horárias	2	-	0,0106		0,0006		0,0106		0,0006	
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	-	0,0068				0,0068			
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	-	0,0068				0,0068			
BTN (iluminação pública)	1	-	0,0034				0,0034			

## Preços da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT													
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia activa (EUR/kWh)								Energia reactiva (EUR/kvarh)	
		horas de ponta	contratada	Períodos I e IV				Períodos II e III				Fornecida	Recebida
				Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio		
AT	4	0,781	0,079	0,0007	0,0006	0,0003	0,0003	0,0007	0,0006	0,0003	0,0003	0,0169	0,0126
MT	4	0,922	-	0,0007	0,0006	0,0003	0,0003	0,0007	0,0006	0,0003	0,0003	-	-
BTE	4	0,989	-	0,0008	0,0006	0,0004	0,0003	0,0008	0,0006	0,0004	0,0003	-	-
BTN tri-horárias	3	-	-	0,0127	0,0006	0,0003		0,0127	0,0006	0,0003		-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0033		0,0003		0,0033		0,0003		-	-
BTN simples (<=20,7 kVA)	1	-	-	0,0022				0,0022				-	-
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	-	-	0,0022				0,0022				-	-
BTN (iluminação pública)	1	-	-	0,0012				0,0012				-	-

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT													
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia activa (EUR/kWh)								Energia reactiva (EUR/kvarh)	
		horas de ponta	contratada	Períodos I e IV				Períodos II e III				Fornecida	Recebida
				Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio		
MT	4	3,719	0,654	0,0021	0,0018	0,0010	0,0008	0,0021	0,0018	0,0010	0,0008	0,0184	0,0138
BTE	4	4,864	-	0,0023	0,0019	0,0010	0,0008	0,0023	0,0019	0,0010	0,0008	-	-
BTN tri-horárias	3	-	-	0,0609	0,0019	0,0010		0,0609	0,0019	0,0010		-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0150		0,0010		0,0150		0,0010		-	-
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	-	-	0,0096				0,0096				-	-
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	-	-	0,0096				0,0096				-	-
BTN (iluminação pública)	1	-	-	0,0049				0,0049				-	-

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT									
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia activa (EUR/kWh)				Energia reactiva (EUR/kvarh)	
		horas de ponta	contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Fornecida	Recebida
BTE	4	8,929	0,803	0,0032	0,0027	0,0017	0,0010	0,0212	0,0161
BTN tri-horárias	3	-	0,803	0,0303	0,0298	0,0015		-	-
BTN bi-horárias	2	-	0,803	0,0267		0,0015		-	-
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	-	0,803	0,0170				-	-
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	-	0,803	0,0170				-	-
BTN (iluminação pública)	1	-	-	0,0102				-	-

## Anexo IV - Decretos-Lei

### Decreto-Lei n.º 199/2007 de 18 de Maio

O Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, veio estabelecer as disposições aplicáveis à cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia (CAE) celebrados no âmbito do anterior regime jurídico do sector elétrico nacional, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, entre a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica (RNT) e as entidades titulares de licenças vinculadas de produção de energia elétrica. Após a entrada em vigor desse decreto-lei verificou-se uma alteração das condições de funcionamento do mercado elétrico a nível nacional e internacional e foi aprovado o novo enquadramento jurídico do sector elétrico nacional (SEN), cujas bases gerais estão previstas no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, e que foram posteriormente desenvolvidas no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto. A evolução entretanto verificada nos custos dos combustíveis fósseis utilizados na produção de energia elétrica e a necessidade de haver uma convergência tendencial com os preços atualmente praticados em Espanha no âmbito do mercado ibérico de eletricidade (MIBEL), a par do facto de este ter entrado em funcionamento no dia 3 de Julho de 2006, tornam conveniente adequar à realidade do mercado atual o preço de referência de mercado e alguns dos custos de referência previstos no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro. Foi ouvida a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

### Decreto-Lei 264/2007 de 24 de Julho

No sentido de aprofundar o disposto no Acordo Internacional de Santiago de Compostela, que prevê a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), e na sequência do acordado nas Cimeiras Luso-Espanholas de Évora e de Badajoz de 2005 e de 2006, foi assinado, em 8 de Março de 2007, um plano de compatibilização regulatória entre os ministros responsáveis pela área da energia em Portugal e Espanha, com vista à implementação de uma nova etapa na concretização e aprofundamento do MIBEL.

O referido plano de compatibilização regulatória prevê os princípios para a operacionalização do operador único para o mercado ibérico - o operador de mercado ibérico (OMI) - e identifica um conjunto de medidas de natureza legislativa e regulamentar de harmonização tarifária e de incentivo à concorrência e liberalização no MIBEL, algumas das quais cuja implementação será concluída até 1 de Julho de 2007, data acordada entre os Governos de Portugal e Espanha para entrada em vigor de novos mecanismos de mercado organizado de âmbito ibérico. Entre estas medidas está consagrada a concretização efetiva da cessação antecipada de parte significativa dos contratos de aquisição de energia (CAE) que se encontram atualmente em vigor, em conformidade com o previsto na Resolução de Conselho de Ministros n.º 50/2007, de 28 de Março.

A cessação antecipada dos CAE já no início de Julho de 2007 visa induzir um importante incentivo à concorrência na produção de energia elétrica, produzindo igualmente impactes relevantes ao nível das tarifas de energia elétrica, que justificam uma revisão extraordinária das tarifas elétricas ainda durante o ano de 2007.

Por outro lado, não implicando o processo de cessação antecipada dos CAE uma cessação da totalidade dos contratos em vigor, torna-se necessário alterar algumas das disposições previstas no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, que veio desenvolver os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do sistema elétrico nacional, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, regulamentando o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade. Importa, em particular, rever o seu artigo 70.º, o qual remete para diploma específico o regime de acerto entre os encargos dos CAE e os resultados da venda de energia elétrica, durante o período transitório de vigência dos CAE remanescentes. Tendo por base o disposto no plano de compatibilização regulatória para o MIBEL, o presente decreto-lei vem alterar as regras de escoamento da energia dos CAE remanescentes, prevendo a sua participação nos leilões virtuais de capacidade de âmbito ibérico que venham a ser acordados entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha, bem como remeter para regulamentação da entidade reguladora a clarificação do regime de acerto a aplicar.

Segundo o disposto no artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio, que estabeleceu as condições da cessação dos CAE e as medidas compensatórias correspondentes, a cessação dos CAE depende da atribuição aos produtores de licenças de produção não vinculadas de energia elétrica para os centros electroprodutores, nos termos dos Decretos-Leis n.ºs 182/95 e 183/95, ambos de 27 de Julho, entretanto revogados. Tendo o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, regulado o regime de licenciamento dos centros electroprodutores, importa clarificar a adequada articulação das licenças a atribuir a estes centros electroprodutores com o regime de licenciamento atualmente em vigor.

Ainda no âmbito das novas regras de funcionamento e da criação das condições para o incremento da concorrência no âmbito do MIBEL, o presente decreto-lei vem dar resposta à necessidade de se estabelecer um novo regime relativo à aquisição de energia elétrica pelo comercializador de último recurso, alterando-se o estabelecido no artigo 55.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

Por último, a concorrência no mercado ibérico grossista de produção de eletricidade requer igualdade de condições em ambos os sistemas ibéricos. Assim, torna-se necessário proceder à harmonização do regime de remuneração da garantia de potência, procurando criar incentivos para garantir um adequado grau de cobertura entre procura e oferta e uma adequada disponibilidade dos centros electroprodutores que agora passam a ser operados em regime de mercado.

## Decreto-Lei n.º 165/2008 de 21 de Agosto

Com a nova estrutura organizativa do Sistema Elétrico Nacional (SEN) introduzida pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, e desenvolvida pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, o sector elétrico passou a orientar-se por princípios de liberalização e de promoção da concorrência no mercado elétrico, os quais se destinam a prosseguir objetivos de política energética, bem como a propiciar a proteção dos consumidores.

A promoção de uma tendencial estabilidade tarifária num ambiente de concorrência no sector energético, enquanto forma de proteção dos interesses económicos dos consumidores no âmbito do acesso aos serviços de interesse geral relacionados com a energia elétrica, constitui um dos objetivos da política do XVI Governo Constitucional para este sector de atividade.

Em particular, a entrada em funcionamento do mercado ibérico de eletricidade (MIBEL) - possibilitada pela cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia (CAE) anteriormente celebrados entre as entidades titulares dos centros electroprodutores que integravam o então Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP) e a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT), nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro - veio estabelecer as condições indispensáveis para a criação de um mercado regional de eletricidade que permita o acesso a este serviço em condições mais competitivas.

Contemporaneamente com a promoção destas medidas liberalizadoras do sector elétrico, tem-se assistido desde finais de 2007 a uma variabilidade no domínio hidrológico desfavorável para a produção hídrica, o que tem resultado num incremento importante da utilização das tecnologias de produção alimentadas a carvão e fuelóleo para assegurar o abastecimento do SEN. Por outro lado, também se tem verificado uma significativa escalada nos preços dos combustíveis fósseis, cujo impacte nos custos de produção de energia elétrica e, consequentemente, nas tarifas elétricas tem assumido uma dimensão relevante.

Com efeito, a existência de grandes flutuações em custos estruturais, como os custos de aprovisionamento de energia, obriga a que a correspondente integração dos desvios positivos ou negativos seja, por um lado, realizada de forma gradual ao longo do tempo, mitigando a volatilidade tarifária subjacente e, por outro, assegure o equilíbrio intertemporal entre o mercado regulado e o mercado liberalizado, garantindo a sustentabilidade do SEN.

Assim, importa introduzir algumas alterações no regime aplicável à recuperação e transmissibilidade dos ajustamentos tarifários, de modo a permitir atenuar os efeitos económicos gerados por esses ajustamentos para as tarifas de eletricidade e assegurar o reconhecimento do direito à sua recuperação.

Nestas condições, torna-se igualmente imprescindível proceder à adoção de medidas suscetíveis de mitigar, através da sua diluição temporal, os efeitos que circunstâncias excecionais produzem sobre as tarifas elétricas, recorrendo a mecanismos que não penalizem excessivamente os consumidores, em consonância com os objetivos assumidos nos acordos internacionais para o MIBEL celebrados com



o Reino de Espanha, nomeadamente em matéria de progressiva extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais para permitir uma liberalização global do mercado elétrico.

Por outro lado, a intenção de cumprir os objetivos de reforço da produção de energia a partir de fontes endógenas e renováveis, geradora de benefícios sociais intertemporais, que visam colocar Portugal entre os cinco países com maior disponibilidade desse tipo de produção, bem como os efeitos que possam decorrer para as tarifas de outras medidas de sustentabilidade ou interesse económico geral, justificam que se estabeleça um mecanismo que permita, em casos fundamentados, criar condições para uma adequada repercussão tarifária, também intertemporal, dessas medidas.

Foi ouvida a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).